

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico**

AUTORES:

BYRON JAVIER LUDEÑA MARCILLO
C.I. 2300132616

HENRY FABIÁN VÁZQUEZ MINCHALA
C.I. 0302288253

DIRECTOR:

ING. WILSON FERNANDO MOGROVEJO LEÓN. MSc.
C.I. 0105058820

TUTOR:

ING. MANUEL RAÚL PELÁEZ SAMANIEGO, PhD.
C.I. 0301219309

CUENCA – ECUADOR

2017



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la posibilidad de implementar un sistema de generación de energía eléctrica mediante el uso de biomasa residual forestal del bosque de pinos de la granja Irquis de la Universidad de Cuenca. En primer lugar, se describe la metodología empleada para la estimación de la cantidad de biomasa residual existente en el bosque. También se realizan pruebas de laboratorio para determinar el poder calorífico de la biomasa. Se determina que el mejor método para el aprovechamiento energético es el Ciclo Rankine. A partir de los resultados se estima el potencial eléctrico del proyecto; planteando como escenarios una planta de 0.6 MW o 1 MW, si el potencial actual existente es despachado en 5 o 3 años, respectivamente. Además, se considera el impacto ambiental y social que el proyecto generaría y se plantea un plan de mejora. Finalmente se realiza el análisis de costos; además, se establecen las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

Palabras clave: biomasa residual forestal, poder calorífico, Ciclo Rankine, impacto ambiental, huella de carbono.



ABSTRACT

The present work has as objective to analyze the possibility of implementing a system of electric power generation using residual biomass from the forest of pines of the University of Cuenca's Irquis farm. The methodology used to estimate the amount of residual biomass in the forest is initially shown. Laboratory tests are realized to determine the heating power of the biomass. This determines that the best method for energy use is the Rankine Cycle. From the results, the electrical potential of the project is estimated; considering as scenarios a plant of 0.6 MW or 1 MW, if the existing potential is dispatched in 5 or 3 years, respectively. The environmental and social impact that the project would generate is considered and an improvement plan is proposed. Finally, a cost analysis is carried out and the conclusions and recommendations of the project are established.

Keywords: residual forest biomass, heating power, Rankine Cycle, environmental impact, carbon footprint.



ÍNDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT.....	3
1 GENERALIDADES	14
1.1 Justificación del proyecto	14
1.2 Objetivos	15
1.2.1 Objetivo general	15
1.2.2 Objetivos específicos.....	15
1.3 Alcance	16
1.4 Antecedentes	16
2 ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA	19
2.1 Conceptos fundamentales	19
2.2 Tipos de biomasa.....	21
2.3 Recurso forestal.....	23
2.3.1 Biomasa forestal.....	23
2.3.2 Biomasa residual forestal	24
2.3.3 Aprovechamiento de la biomasa residual forestal.....	25
2.4 Caracterización y pretratamiento de la biomasa	25
2.4.1 Caracterización de la biomasa.....	25
2.4.2 Pretratamiento de la biomasa	28
2.5 Procesos de conversión de la biomasa en energía	30
2.5.1 Procesos bioquímicos.....	31
2.5.1.1 Digestión anaeróbica	31
2.5.1.2 Fermentación	32
2.5.2 Procesos termoquímicos	32
2.5.2.1 Combustión.....	32
2.5.2.2 Pirólisis.....	33
2.5.2.3 Gasificación.....	33
2.5.2.4 Licuefacción	34
2.5.3 Experiencias en el Ecuador.....	34
2.6 Tecnologías para la generación de energía eléctrica mediante biomasa	36
2.6.1 Sistema basado en la combustión del recurso.....	36
2.6.1.1 Calderas de vapor.....	37
2.6.1.2 Turbinas de vapor	41
2.6.2 Sistemas basados en la gasificación del recurso (turbinas de gas)	43
2.6.2.1 Gasificadores	43
2.6.2.2 Limpieza de gases	46
2.6.3 Motor de combustión interna	46
2.6.4 Ciclos combinados y cogeneración.....	48
2.6.4.1 Ciclo combinado	48
2.6.4.2 Cogeneración.....	49
2.7 Aspectos e impactos ambientales asociados a la generación de electricidad mediante biomasa	50



3	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE BIOMASA LIGNOCELULÓSICA DISPONIBLE EN LA GRANJA.....	55
3.1	Determinación de la cantidad de biomasa disponible en el bosque de pinos.....	55
3.1.1	Métodos	55
3.1.2	Estimación por ecuaciones alométricas.....	55
3.1.2.1	Regresión lineal simple.....	56
3.1.3	Determinación de la biomasa	57
3.2	Determinación de la cantidad de humedad y poder calorífico.....	58
3.2.1	Determinación del contenido de humedad.....	58
3.2.2	Determinación del poder calorífico.....	60
3.3	Determinación de la cantidad de biomasa seca aprovechable	61
3.4	Resultados	62
3.4.1	Estimación de la biomasa.....	62
3.4.2	Estimación del contenido de humedad	62
3.4.3	Estimación del poder calorífico	63
3.4.4	Estimación de la cantidad de biomasa seca aprovechable	63
4	DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA GRANJA..	64
4.1	Elección de la tecnología de aprovechamiento de la biomasa.....	64
4.2	Cálculo del potencial energético	65
4.3	Selección de los equipos para el proceso de conversión de energía y determinación del potencial eléctrico.....	66
4.3.1	Selección de la caldera.....	66
4.3.2	Selección del grupo turbina-generator	67
4.3.3	Cálculo del potencial eléctrico	68
4.4	Aporte energético del proyecto	71
4.4.1	Demanda eléctrica de la granja	71
4.4.2	Aporte energético a la demanda de la granja	73
5	PREFACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	74
5.1	Aspectos e Impactos ambientales y sociales.....	74
5.1.1	Aspectos e impactos ambientales	74
5.1.2	Aspectos e impactos sociales.....	75
5.2	Medidas de mitigación	76
5.3	Huella de carbono	79
5.4	Análisis de costos	80
5.4.1	Consideraciones.....	80
5.4.2	Metodología.....	82
5.4.3	Resultados	82
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
6.1	Conclusiones	84
6.2	Recomendaciones	85
	BIBLIOGRAFÍA.	86
	ANEXOS	90



Universidad de Cuenca

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, *Byron Javier Ludeña Marcillo* en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación ***“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2017.

BYRON JAVIER LUDEÑA MARCILLO

C.I: 2300132616



Yo, *Henry Fabián Vázquez Minchala* en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación ***“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2017.

HENRY FABIÁN VÁZQUEZ MINCHALA

C.I: 0302288253



Yo, *Byron Javier Ludeña Marcillo* autor del Trabajo de Titulación ***“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2017.

BYRON JAVIER LUDEÑA MARCILLO

C.I: 2300132616



Yo, *Henry Fabián Vázquez Minchala* autor del Trabajo de Titulación ***“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2017.

HENRY FABIAN VÁZQUEZ MINCHALA

C.I: 0302288253



Certifico que el Trabajo de Titulación ***"ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"***, ha sido desarrollado por los estudiantes: Byron Javier Ludeña Marcillo con C.I. 2300132616 y Henry Fabián Vázquez Minchala con C.I. 0302288253.

Cuenca, octubre de 2017.

Ing. Wilson Fernando Mogrovejo León. MSc.
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



Certifico que el Trabajo de Titulación ***“ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE USO DE RESIDUOS FORESTALES DE LA GRANJA IRQUIS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***, ha sido desarrollado por los estudiantes: Byron Javier Ludeña Marcillo con C.I. 2300132616 y Henry Fabián Vázquez Minchala con C.I. 0302288253.

Cuenca, octubre de 2017.

Ing. Manuel Raúl Peláez Samaniego, PhD
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre, ejemplo y pilar fundamental en mi vida. Agradezco a mi padre, a mis hermanos y a mi tío, por ser un apoyo incondicional y necesario para lograr esta meta. Agradezco a compañeros y amigos que de una manera directa o indirecta han sido parte de este logro y del camino para alcanzarlo.

Byron Javier Ludeña

Agradezco de forma especial a mis padres por su amor y apoyo incondicional. También a mis hermanos por sus enseñanzas y consejos brindados, a mis sobrinos y familiares.

A mi compañero de tesis, a todos los profesores y demás compañeros que me ayudaron para el desarrollo de este trabajo y durante toda mi carrera universitaria.

Henry Fabián Vázquez

Agradecemos infinitamente al Ingeniero Manuel Raúl Peláez Samaniego, por la enseñanza, la guía y el apoyo brindado; y al Ingeniero Wilson Fernando Mogrovejo León por su colaboración para la culminación de este proyecto. También agradecer a las Ingenieras Silvana Zalamea, Mónica Abril y Alexandra Criollo por su ayuda e intervención en el desarrollo de este trabajo. Además al Ingeniero Oswaldo Jadán de la Facultad de Ciencias Agropecuarias y al Ingeniero Juan Leonardo Espinoza.

Los Autores



DEDICATORIAS

Este trabajo va dedicado a mi familia que siempre me ha apoyado, ayudado y guiado en cada aspecto de la vida.

Byron Javier Ludeña

Este trabajo lo dedico a mis padres por mostrarme el camino a la superación y a mis hermanos por apoyarme en todo momento.

Henry Fabián Vázquez



CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

1.1 Justificación del proyecto

Los combustibles fósiles son fuentes predominantes de energía a nivel mundial. Según la IEA (International Energy Agency) y su informe “Perspectivas de la Energía en el Mundo, 2013”, la demanda mundial de energía, en el escenario de nuevas políticas, crecerá más de un tercio hasta el 2035, siendo las economías emergentes, China, India y Oriente Medio, las responsables del 60% de dicho aumento debido a sus elevados ingresos y población [1].

Entre los principales motivos del alto consumo de energía procedente de fuentes no renovables está su alta densidad energética, su facilidad de transporte y almacenamiento, así como el subsidio que presentan sus subproductos (en algunos países), lo cual, puede obstaculizar las inversiones en fuentes de energía limpia.

A pesar del desarrollo económico que conlleva la explotación de combustibles fósiles, la combustión de los mismos genera emisiones de gases dañinos para el medio ambiente, sin dejar de tomar en cuenta los problemas generados por los derrames de petróleo (principalmente en el transporte) y los subproductos que originan. La aceptación de la problemática ambiental generada, su paulatino encarecimiento y tendencia al agotamiento han generado la necesidad de que el abastecimiento de energía apunte a un nuevo horizonte más limpio y amigable con el ecosistema, las energías renovables. Las energías renovables (solar, biomasa, eólica, hidráulica, geotérmica) son energías más limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente frente a los efectos contaminantes de los combustibles fósiles [1]. A nivel mundial se han desarrollado diversos proyectos y tecnologías relacionados con este tipo de energías. Debido a esto, la Universidad de Cuenca, en pro de estas iniciativas, ha optado por implementar, dentro de sus instalaciones, varios proyectos relacionados con energías limpias, tales como: Aerogeneradores ubicados en Irquis, paneles solares y una pequeña turbina hidroeléctrica de paso (esta última próxima a implementarse) en Balzay, entre otras fuentes de energía.

En esa misma línea, el papel destacado que ha jugado la biomasa como fuente de energía alternativa en diferentes aplicaciones industriales y domésticas y su carácter renovable hacen que sea considerada como una clara opción energética en el futuro [2].



Actualmente en el Ecuador, el bagazo de la caña de azúcar es el único tipo de biomasa que se utiliza para generar electricidad. Sin embargo, existe gran cantidad de desechos que pueden ser utilizados para la generación de energía eléctrica, ya sea por medio de calderos de combustión para generar vapor o a través de pirólisis o gasificación [3].

Irquis es una de las granjas pertenecientes a la Universidad de Cuenca, ubicada en el km 23 de la vía Cuenca–Girón a la altura de la parroquia Victoria del Portete, a 2663 msnm. La granja cuenta con 507 ha (hectáreas) de terreno, de las cuales 55 son de pastos, 280 corresponde al bosque natural, 144 a bosques de pino, 18.5 de pajonal, 3 de eucalipto, 4.5 representan los caminos y 2 las construcciones [4]. Con la finalidad de aprovechar los residuos de la biomasa forestal existente en la granja Irquis que podrían estar disponibles en el corto o mediano plazo, se pretende realizar el presente estudio, que busca determinar las posibilidades de implementación de un sistema capaz de proporcionar energía eléctrica a la granja, donde actualmente se consume energía para abastecer sistemas de iluminación y cargas tales como: motores (usados para el ordeño del ganado vacuno, pica de hierba, mezcla de balanceados), bombas de agua (riego), ducha eléctrica, tanque de frío (enfriamiento de leche) [5].

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar el estudio para determinar las posibilidades de uso de residuos forestales de la granja Irquis para la generación de energía eléctrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estimar la cantidad de biomasa forestal aprovechable en la granja.
- Determinar el potencial energético forestal existente en la granja.
- Definir el tipo de tecnología que se presta para el proceso de transformación de energía en las condiciones de la granja.
- Dimensionar la planta térmica para el proceso de conversión de la energía de la biomasa residual en energía eléctrica.
- Estudiar los impactos económicos, sociales y ambientales resultantes de la implementación del proyecto.



1.3 Alcance

El estudio busca una posible implementación de generación de energía renovable mediante el aprovechamiento de la biomasa residual en la granja Irquis, que permita abastecer el consumo de la granja y brindar energía eléctrica a la red local, con la finalidad de contribuir con el uso de fuentes de energías limpias, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y aportando a la mitigación de los problemas asociados al cambio climático.

1.4 Antecedentes

Los biocombustibles sólidos (madera principalmente) han sido utilizados siempre por el hombre. Desde los tiempos de las cavernas el hombre ha usado leña y paja para calentarse, preparar su comida y transformar metales. Sin embargo, en la actualidad, al momento de hablar de estos tipos de combustibles se los denotan como “nuevos”, cuando en realidad lo nuevo son algunas de las tecnologías que los manejan y aprovechan.

El término biomasa se refiere a todo material orgánico biodegradable derivado de plantas, animales o microorganismos que tienen potencial de uso como fuente de energía renovable y/o bioproductos [6]. Es decir, biomasa es una definición que abarca un grupo amplio de materiales de distintos orígenes y características tales como: cultivos energéticos, residuos de aprovechamientos forestales y cultivos agrícolas, residuos de podas, residuos de industrias agroforestales, combustibles derivados de productos agrícolas, residuos de origen animal o humana, entre otros.

Ecuador es uno de los países con mayor biodiversidad del continente y del mundo, con una ubicación geográfica que favorece a la variedad climática, diversidad de especies maderables, velocidad de crecimiento de especies forestales, etc. [7]. Estas ventajas proyectan a las plantaciones forestales como uno de los recursos biomásicos de indiscutible importancia y con gran potencial de crecimiento y desarrollo. Por lo tanto, es necesario que se aprovechen estos recursos como opción para mejorar la condición social, económica y ambiental del país.

El Ecuador tiene una superficie terrestre de 28`356.000 ha. de las cuales, alrededor del 52% del territorio tiene aptitud forestal, donde el 42.38% son bosques naturales. El 80% se encuentran en la Amazonía, el 13% en el Litoral y el 7% en la Sierra. Estas áreas corresponden a: 17.15% al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), 8.83% a Áreas de Bosques y Vegetación Protectores, 7.02% al Patrimonio Forestal del Estado y 9.28% a bosques

naturales privados. Adicionalmente, se estima que de las 165.000 ha de plantaciones forestales, en la Región Sierra se encuentran 90.000 ha; en la Región Costa, 50.000 ha; y en la Amazonía, alrededor de 25.000 ha, aunque en esta región predomina el cultivo de árboles en sistemas agroforestales. Las principales especies maderables que se cultivan en la Sierra, son *Pinus spp.* y *Eucalyptus spp.* y en la Región Costa y Amazonía, la Teca-*Tectona grandis* [8]. Conceptualmente, se puede resumir que las plantaciones forestales es el resultado de plantar árboles forestales, para fines comerciales.

A pesar de que se han dado pasos importantes para incentivar el uso de la biomasa con fines energéticos, en el Ecuador esta es abundante pero poco explotada. El limitado uso de la biomasa en el país en la actualidad puede ser atribuido a diversos aspectos como son: a) competencia de otros combustibles que actualmente son baratos (precios subsidiados), b) falta de inventarios de disponibilidad y ubicación de biomasa, c) falta de impulso a las tecnologías de transformación de la biomasa tanto para energía como para biomateriales, o d) capital insuficiente [6]. La Figura 1.1 muestra la evolución de la oferta energética o producción de energía primaria por fuentes, donde se observa que tan solo el 1% de la energía producida en el país tuvo origen en la leña en el año 2014. Adicionalmente, la Figura 1.2 muestra la producción de ERNC (energía renovable no convencional) en el año 2014. La leña, que representa el 35% de la producción de ERNC, es utilizada principalmente por el sector residencial para cocción y calefacción (778 mil toneladas) [9].

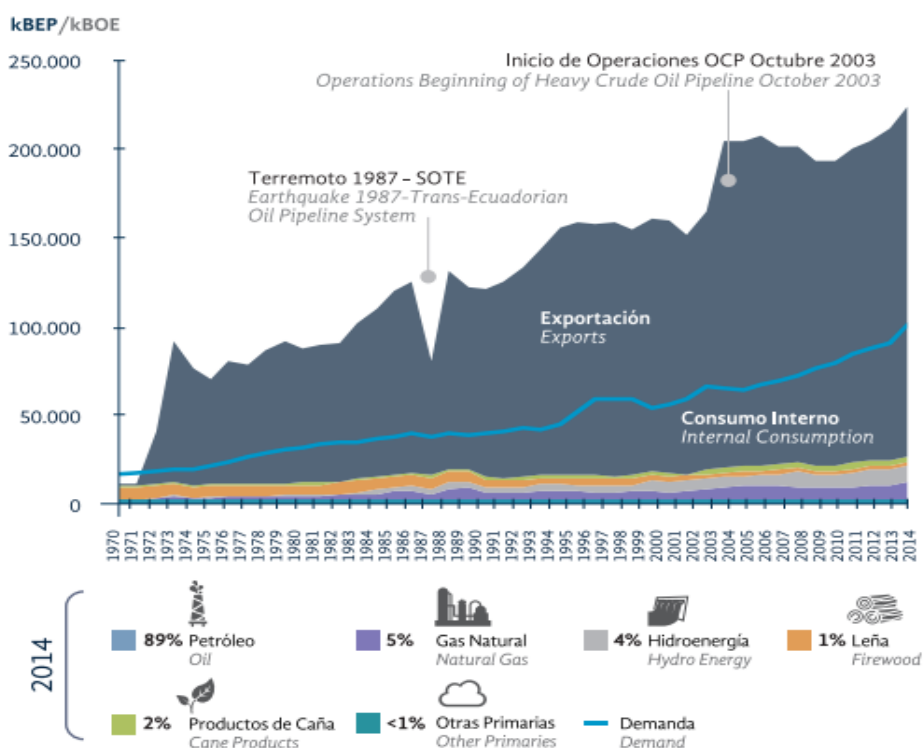


Figura 1.1. Evolución de la oferta energética o producción de energía primaria por fuentes 1970-2014. Fuente: Balance Energético Nacional, 2015.

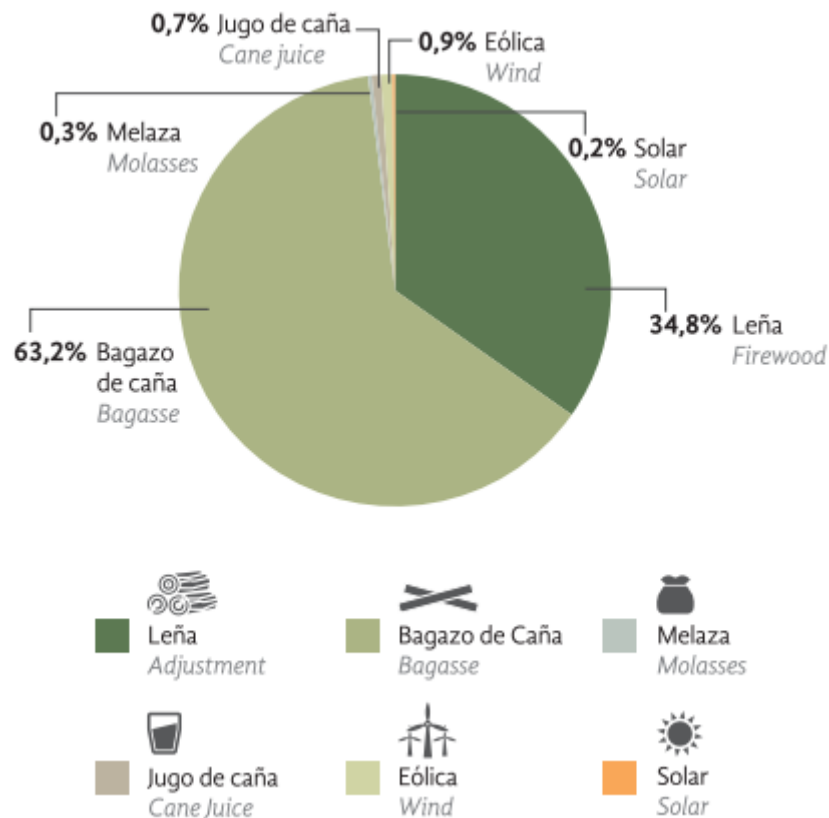


Figura 1.2. Producción de ERNC 2014.
Fuente: Balance Energético Nacional, 2015.

Ecuador posee una gran diversidad de biomasa, la cual puede ser aprovechada para la producción de energía y otros productos. Este aprovechamiento dependerá de factores como: la aplicación adecuada de tecnologías, de aperturas al mercado internacional o creación de mercados internos capaz de absorber la producción, además de una correcta estrategia para la recolección, transporte, pretratamiento y almacenaje del recurso. Por otro lado, la incursión de fuentes de energía renovables dará soluciones energéticas en un futuro, debido a la creciente demanda de nuestro país.



CAPÍTULO 2

2 ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA

2.1 Conceptos fundamentales

Como se explicó en la sección 1.4, el término biomasa se refiere a todo material orgánico biodegradable derivado de plantas, animales, o microorganismos. Comúnmente el término biomasa se utiliza para denominar a una fuente de energía renovable basada en la utilización de materia orgánica de vía biológica, junto con sus subproductos, derivados o residuos producidos en su transformación. Entre los materiales se considera: la madera, cultivos energéticos, cultivos agrícolas, así como sus residuos de la cosecha, la materia orgánica de las aguas residuales y una fracción de los residuos sólidos municipales [6] [10].

La biomasa se considera como una energía renovable debido a que su contenido energético procede del sol fijado en las plantas en el proceso de la fotosíntesis. Esta energía se libera en el proceso de la combustión, dando como productos finales principalmente el dióxido de carbono y agua. La biomasa empleada para la obtención de energía se denomina biocombustible, ya que esta, mediante el proceso de combustión, puede desprender energía calorífica [11]. Los combustibles pueden ser líquidos (etanol, biodiesel, metanol, aceite de pirólisis, aceite vegetal, gasolina verde), sólidos (carbón vegetal, leñas, paja) o gaseosos (biogás, metano, gas sintético obtenido mediante gasificación) [12].

La biomasa lignocelulósica, en especial la madera, está constituida de celulosa, hemicelulosa y lignina (componentes estructurales); y como componentes no estructurales tenemos la humedad, materia orgánica no extraíble y extraíble. Típicamente, la biomasa lignocelulósica está compuesto de un 20% a 30% de hemicelulosa, 40% a 50% de celulosa y de 10% a 25% de lignina [13], como se muestra en la Figura 2.1.

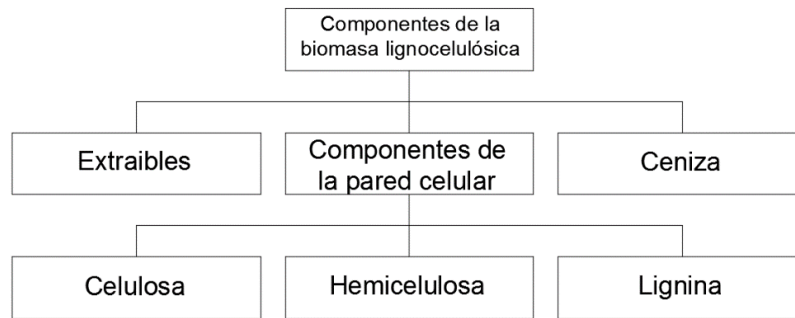


Figura 2.1. Principales componentes de la biomasa lignocelulósica.

Fuente: P. Basu, 2010.

Los componentes mayoritarios están relacionados entre sí, como muestra la Figura 2.2, en la cual se puede observar como:

- la celulosa se encuentra en forma de fibras alargadas rodeada de la hemicelulosa
- la hemicelulosa que forma una especie de malla en torno a ella;
- la lignina se encuentra situada entre las “cuerdas” formadas por la asociación de celulosa y hemicelulosa.

La celulosa es un polímero y es un componente estructural importante de las paredes celulares de las plantas, que es el responsable de la resistencia mecánica; la hemicelulosa tiene una estructura compleja y son menos resistentes térmicamente, debido a los diferentes tipos de azúcares de los que está constituida; la lignina es la parte más pequeña y compleja, además es responsable de la presencia de aromáticos en los productos de la degradación térmica de la biomasa y provee a las plantas de color, así como sirve de agente protector de las plantas frente a microbios y provee durabilidad. Los extractivos son moléculas pequeñas responsables de la defensa contra el ataque de micro-organismos [6] [13] [14].

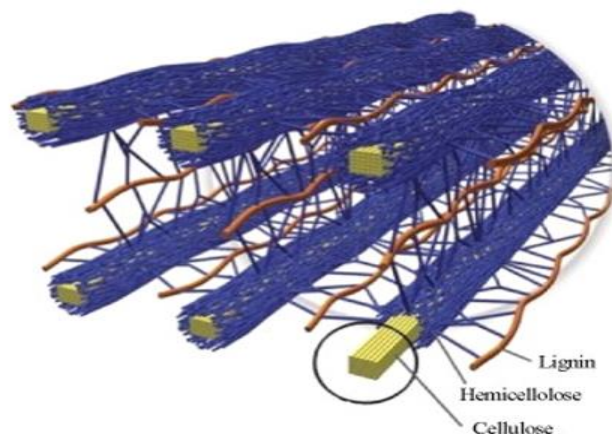


Figura 2.2. Ordenación espacial de los principales componentes de la biomasa lignocelulósica.

Fuente: A. Álvarez, C. Pizarro, M. Folgueras, 2012.

La lignocelulosa es el principal y más abundante componente de la biomasa producida por la fotosíntesis. La composición química de la materia lignocelulósica depende de su origen, ya sea derivado de la madera dura, madera blanda o pastos. En la Tabla 2.1 se indica la composición química típica de diferentes materiales lignocelulósicos.

Tabla 2.1. Composición química de diferentes materiales lignocelulósicos.

Fuente: Z. Anwar, M. Gulfraz, M. Irshad, 2014.

Biomasa lignocelulósica	Lignina (%)	Hemicelulosa (%)	Celulosa (%)
Bagazo de caña de azúcar	20	25	42
Sorgo dulce	21	27	45
Madera dura	18-25	24-40	45-55
Madera blanda	25-35	25-35	45-50
Mazorcas de maíz	15	35	45
Harina de maíz	19	26	38
Paja de arroz	18	24	32.1
Conchas de nuez	30-40	25-30	25-30
Periódico	18-30	25-40	40-55
Hierbas	10-30	25-50	25-40
Paja de trigo	16-21	26-32	29-35
Residuos de plátano	14	14.8	13.2
Bagazo	23.3	16.5	54.8
Fibras de calabaza de esponja	15.4	17.4	66.6

2.2 Tipos de biomasa

La biomasa puede clasificarse de acuerdo a su origen en biomasa natural o biomasa residual. La biomasa natural se subclasifica en biomasa terrestre (forestal, hierbas, cultivos energéticos) y en biomasa acuática (plantas acuáticas). Por otro lado, la biomasa residual engloba toda clase de residuos, ya sean estos residuos municipales, residuos agrícolas sólidos, residuos forestales, residuos industriales (Tabla 2.2) [6], pudiendo ser aprovechada de las siguientes maneras:

- Fertilización y conservación de suelos. Por ejemplo, los lodos residuales son utilizados para creación de vegetación en taludes, terraplenes o en terrenos que han sido afectados por acciones humanas (industria, minería, obras civiles),



- b) Como sustrato productivo; es decir, como material base sobre la que crecen las lombrices, setas, levaduras o bacterias; todas estas usadas para diferentes fines,
- c) Para alimentación humana,
- d) Para alimentación ganadera; o,
- e) Para producción de energía (residuos con un poder calorífico superior a 3.200 kcal/kg) [10].

*Tabla 2.2. Clasificación de la biomasa.
Fuente: R. Peláez, J. Espinoza, 2015.*

Biomasa natural	Biomasa terrestre	Biomasa forestal
		Hierbas
		Plantación con fines energéticos
	Biomasa acuática	Algas
		Otras plantas acuáticas
Biomasa residual	Residuos municipales	Residuos sólidos municipales
		Aguas servidas
		Gas producido en rellenos municipales
	Residuos agrícolas sólidos	Residuos ganaderos
		Residuos de cosechas agrícolas
	Residuos forestales	Cáscaras, hojas, ramas de árboles
	Residuos industriales	Residuos de la industria de muebles de madera
		Aceites y grasas vegetales
		Residuos de demolición de estructuras de madera

Adicionalmente, también se puede clasificar de acuerdo a su apariencia física en sólidos, líquidos y gaseosos, como se observa en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Clasificación de la biomasa.
Fuente: M. Camps, F. Marcos, 2008.

Aspecto físico	Biocombustible
Sólidos	Leñas y astillas
	Paja de cereales y biomasa de Cardo
	Biocombustibles sólidos densificados (pellets y briquetas)
	Carbón vegetal
Líquidos	Líquidos piroleñosos
	Líquidos de hidrólisis
	Bioetanol y bioalcoholes
	Aditivos oxigenados
	Aceite vegetal
	Metiléster
Gaseosos	Biogás de diversos orígenes

2.3 Recurso forestal

Se denomina recurso forestal a todo aquel material lignocelulósico que se obtiene de los bosques y que permite satisfacer alguna necesidad humana, ya sea de manera directa o indirecta.

2.3.1 Biomasa forestal

Recordando brevemente que biomasa es toda materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía (aunque puede tener otros usos industriales), se denomina biomasa forestal a aquella que es generada en áreas boscosas o montes. La biomasa forestal es susceptible a ser aprovechada de forma industrial. Parte de ella se utiliza como materia prima para su transformación (madera, corcho, pasta de celulosa etc.), otra se utiliza como combustible. Generalmente, la extracción de esta biomasa de los bosques se denomina aprovechamiento forestal. De la biomasa extraída en el aprovechamiento que llega a la industria, una parte se utiliza para obtener bienes manufacturados, la parte sobrante es residuo industrial. La Figura 2.3 muestran los residuos que se generan en las diferentes etapas de la transformación de la biomasa forestal.

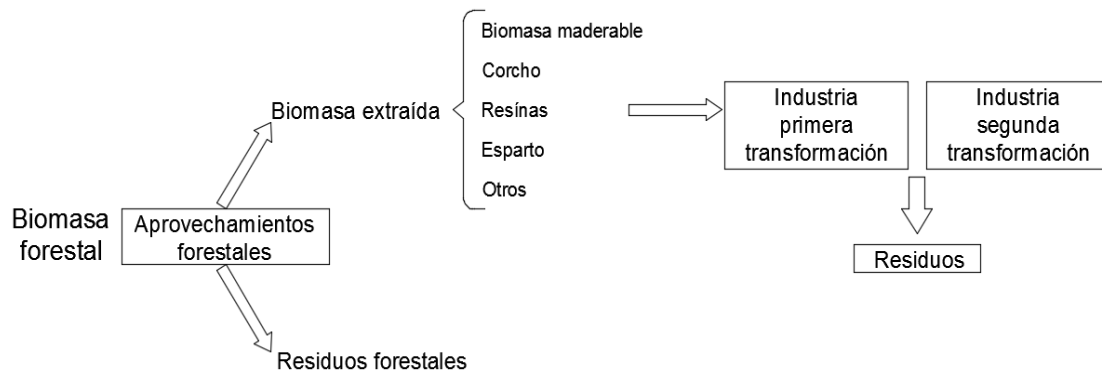


Figura 2.3. Clasificación de la biomasa forestal.

Fuente: B. Velázquez, 2006.

2.3.2 Biomasa residual forestal

Se considera como residuos forestales a los residuos generados por los trabajos silvícolas más los residuos procedentes de las industrias forestales de primera y segunda transformación. Entendiendo por residuos de los trabajos silvícolas a los residuos de claras y clareos, residuos de poda y a los residuos de cortes finales, que agrupan ramas, rabeones y tocones.

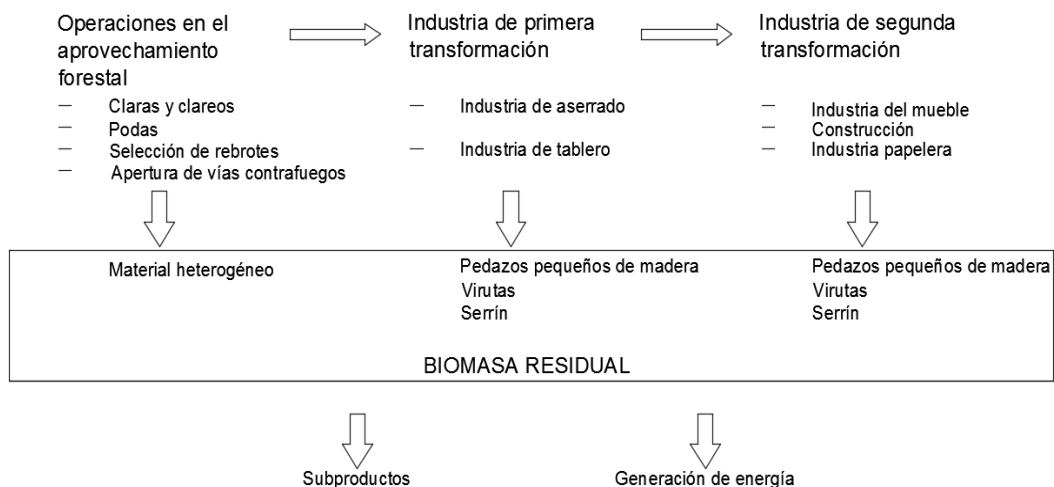


Figura 2.4. Cadena de aprovechamiento de los productos forestales.

Fuente: B. Velázquez, 2006.

La repartición de la masa seca en un árbol es variable, dependiendo del autor consultado. En la Tabla 2.4 se observa la composición media del árbol.

Tabla 2.4. Composición media del árbol, en masa seca.
Fuente: M. Camps, F. Marcos, 2008.

Pino silvestre	
Parte del árbol	Porcentaje en masa seca
Tronco	65-67
Ramas	14-16
Hojas	3
Tocones	13-16

2.3.3 Aprovechamiento de la biomasa residual forestal

Los residuos forestales, al ser un producto de segundo orden (al estar básicamente constituidos por partes pequeñas, ramas, hojas, cáscaras, entre otros), en nuestro país, el aprovechamiento se lo puede realizar:

- a) mediante el uso de los mismos para generar compost (fertilizante orgánico) que en un tiempo prudente termina convirtiéndose en humus (aprovechamiento agrícola),
- b) disminuyendo su tamaño para poder repartirlo sobre el suelo de las mismas plantaciones, generando un ecosistema rico en biodiversidad y nutrientes naturales que permitan el fácil y normal desarrollo de las plantaciones (aprovechamiento forestal), o
- c) mediante el uso de procesos de conversión de la energía de la biomasa en calor o electricidad (aprovechamiento energético).

2.4 Caracterización y pretratamiento de la biomasa

2.4.1 Caracterización de la biomasa

La caracterización es una etapa fundamental para la comercialización, transporte, transformación o uso de cualquier fuente de biomasa ya sea con fines energéticos o no energéticos, debido a que cada tipo de biomasa posee características físicas y químicas diferentes [6]. Para caracterizar la biomasa se deben realizar estudios y pruebas en laboratorio, siguiendo procesos estandarizados.

Las propiedades físicas y químicas de un tipo de biomasa determinan el tipo de combustible o subproducto energético posible de generar. El estudio de estas

propiedades presenta importantes ventajas en el momento de toma de decisiones para el aprovechamiento o no de dicho material; por ejemplo, en el sector energético, para evaluar la factibilidad técnica y económica de un proceso de conversión de biomasa en energía [15]. En otras palabras, conocer las características de un material permite: diferenciar un tipo de material biomásico de otro, prever el comportamiento del material en procesos químicos o termoquímicos, prever posibles efectos en los equipos usados para la transformación de la biomasa, predecir el rendimiento de posibles productos o asignar valor a un material [6].

En la Tabla 2.5 se indican las principales características físicas, químicas y físico-químicas de los combustibles.

Tabla 2.5. Características de los biocombustibles.

Fuente: M. Camps, F. Marcos, 2008.

Físicas	Forma	S
	Aspecto (color, brillo)	S-L-G
	Densidades	S-L-G
	Peso	S-L-G
	Humedades	S-L-G
	Superficie específica	S
	Porcentaje de corteza	S
	Friabilidad	S
	Resistencia a la compresión	S-L-G
	Viscosidad	L
	Temperatura de ebullición	L
Químicas	Composición química elemental	S-L-G
	Composición química por compuestos	S-L-G
	Composición química por cenizas	S
	Poderes caloríficos	S-L-G
	Índices de yodo, octano y cetano	L
Físico - químicas	Coeficiente de conductividad térmica	S-L-G
	Combustibilidad: Temperaturas y tiempos de combustión	S-L-G
	Inflamabilidad: Temperaturas y tiempos de inflamación	S-L-G
	Densidad energética	S-L-G

S - sólido, L - líquido, G - gaseoso

El aspecto y color están relacionados directamente con la aceptación en el mercado. La superficie específica es la relación entre el área superficial total y el volumen del material. La friabilidad se refiere a la facilidad con la que un material se desquebraja o desmorona.



El porcentaje de ceniza indica la cantidad de materia no combustible. Esta característica es importante, ya que conocer el porcentaje de generación de ceniza y su composición posibilita planificar el uso de este subproducto en otros campos o definir su destino final.

La densidad del material se define como el peso por unidad de volumen del material. Determinar su valor es fundamental, puesto que una alta densidad favorece la relación energía por unidad de volumen, reduciendo el tamaño de equipos; una baja densidad presenta desventajas en el transporte, además es necesario grandes espacios para su almacenaje [15]. Su unidad de medida es en kg/m^3 .

La biomasa es un material higroscópico y su cantidad de humedad varía de acuerdo al ambiente en que se encuentre. Siempre la cantidad de humedad en un material biomásico se mantiene en equilibrio con el ambiente [6]. En algunos casos es necesario secar los combustibles de biomasa antes de su combustión para poder sostener la combustión. Si el contenido de humedad es alto se reducirá la máxima temperatura de combustión posible e incrementará el tiempo necesario para la combustión total o parcial del material.

La composición química de un material hace referencia a las sustancias químicas y la cantidad de estas que lo componen. Por ejemplo, la composición química de los residuos forestales es: carbono, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno y azufre. La composición química por compuestos denota la cantidad de compuestos químicos existentes en un material. La composición química por cenizas indica el porcentaje de sustancias inorgánicas no combustibles. El coeficiente de conductividad térmica expresa la cantidad o flujo de calor que pasa a través de un material. El concepto de viscosidad está vinculado a la propiedad que poseen los fluidos de fluir con mayor o menor facilidad.

A partir de los valores de carbono, hidrogeno y nitrógeno y conjuntamente con los resultados de contenido de ceniza y humedad, obtenidos en la caracterización, es posible determinar el poder calorífico inferior y superior [6].

Desde el punto de vista energético, el poder calorífico es una importante característica de la biomasa. Entre ellos se distinguen los conceptos de poder calorífico superior (PCS) y poder calorífico inferior (PCI). El poder calorífico superior (PCS) se define como el calor liberado durante la combustión por unidad de masa de combustible bajo las restricciones que el agua formada durante la combustión está en fase líquida [16]. Por su parte, el poder calorífico inferior (PCI) se define como el calor liberado durante la combustión por unidad de masa de combustible bajo las restricciones que el agua formada durante la combustión está en fase gaseosa [16]. Si este vapor de agua se condensa desprendería calor y se obtiene el PCS; es decir, el calor desprendido por la



condensación se añade al PCI. El PCI es menor que el PCS, y si el contenido de humedad del material es mayor, la diferencia entre ellos también será mayor.

Debido a que tanto el PCI como el PCS dependen de la cantidad de humedad del material o muestra, el poder calorífico superior se puede obtener mediante la siguiente fórmula empírica:

$$PCS = 0.3491C + 1.1783H + 0.1005S - 0.0151N - 0.1034O - 0.0211A \text{ [MJ/kg]}, \text{base sec [16]} \quad (1)$$

Donde C, H, S, N y O representa el porcentaje (en masa) de carbono, hidrógeno, azufre, nitrógeno y oxígeno respectivamente. La letra A indica el contenido de cenizas en porcentaje.

El poder calorífico inferior se puede calcular a partir del PCS, aplicando la ecuación (2).

$$PCI = PCS \left(1 - \frac{W}{100}\right) - 2.444 \left(\frac{W}{100}\right) - 2.444 \left(\frac{H}{100}\right) * 8.936 \left(1 - \frac{W}{100}\right) \left[\frac{MJ}{kg}\right], \text{base húmeda [16]} \quad (2)$$

Donde:

2.444 – es la diferencia de entalpía entre el agua en estado líquido y gaseoso a 25°C.

8.936 – es la relación de masa molecular entre H₂O y H₂.

H es la concentración de hidrógeno y W el contenido de humedad del material en porcentaje.

2.4.2 Pretratamiento de la biomasa

En general, la gestión de la biomasa forestal (desde su recolección hasta que se convierte en energía) es un proceso costoso ya que, debido a la baja densidad aparente y al contenido de humedad, que hacen que el transporte sea difícil y se necesiten grandes espacios de almacenamiento. Por lo tanto, para un mejor aprovechamiento, es necesario conseguir productos más compactos y fácilmente manejables.

Los procesos de pretratamiento de la biomasa, tanto en campo como en fábrica son:

- Secado: natural o forzado.
- Astillado, triturado o molienda.
- Densificación: pellets, briquetas, empaçado.

La selección de un método u otro depende de varios factores: las características de la materia prima, el tipo de producto que se quiere obtener y



los costos del pretratamiento [6]. A continuación, se describen brevemente algunos procesos de preparación o densificación energética de la biomasa.

Secado: Reduce la cantidad de humedad existente en la biomasa y por ende la energía perdida por la evaporación del agua.

Trituración y molienda: Puede ser aplicada a prácticamente todos los tipos de biomasa existentes permitiendo obtener partículas muy finas con densidad mayor que la biomasa inicial (astillas). La astilla procedente de los aprovechamientos forestales es totalmente natural y no contiene ningún tipo de aditivo, constituyendo un biocombustible más limpio. Los molinos a usar pueden ser de martillo, de disco oscilante, etc.

Briquetado: Permite compactar la biomasa hasta cuatro veces su densidad inicial. El proceso se realiza en prensas mecánicas o hidráulicas y puede requerir aglutinantes, parafinas, etc., para lograr mejor compactación, así como algún grado de calentamiento de la biomasa [6]. Generalmente la materia prima de las briquetas son los residuos de madera; sin embargo, pueden estar formadas por la compactación de cualquier otro tipo de biomasa, como por ejemplo: el carbón vegetal o residuos de cartón y papel. Esta podría ser la mejor alternativa para la densificación de partículas pequeñas, sin embargo, materiales con tamaño más grande podrían requerir, previo al briquetado, procesos de reducción de tamaño. En la Tabla 2.6 y en la Figura 2.5 se muestran las dimensiones y formas respectivamente de algunas de las briquetas del mercado. Las formas variables de las briquetas son producto de los distintos procesos, maquinaria usada y fabricantes.

Pelletizado: Es un proceso similar al briquetado; sin embargo, en este se obtienen, normalmente, formas cilíndricas compactas de menor tamaño y mejor manejo que las briquetas. El diámetro del pellet no suele superar los 2.5 cm, siendo los diámetros más comunes los que oscilan entre 1.2 y 2.0 cm; por otro lado, la longitud varía de 1 a 7 cm [10]. Su uso puede resultar similar al uso de la biomasa que le dio origen, pero presenta la ventaja de una mayor densidad. Al igual que el briquetado, se efectúa en máquinas diseñadas específicamente para el proceso.

Tabla 2.6. Dimensiones de algunas briquetas del mercado.
Fuente: M. Camps, F. Marcos, 2008.

Forma	Dimensiones (cm)		
	Diámetro (d)	Longitud (l)	Relación d/l
Cilíndrica	9	32.5	3.6
	8.5	32	3.7
	7.5	32.5	4.3
Prisma cuadrangular	ancho	Largo	profundo
	13	7.3	60
Prisma octogonal hueco	arista		profundo
	6.2		variable

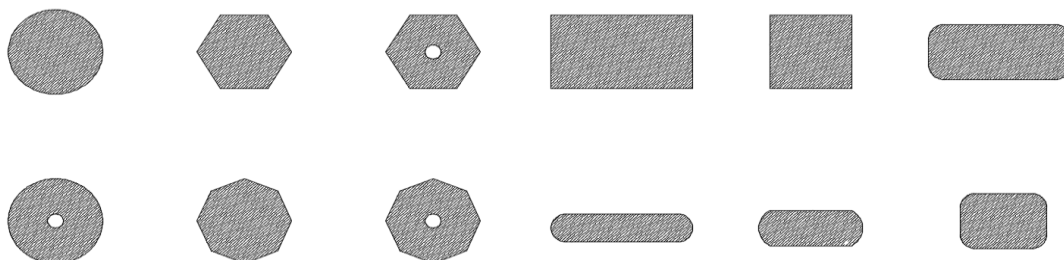


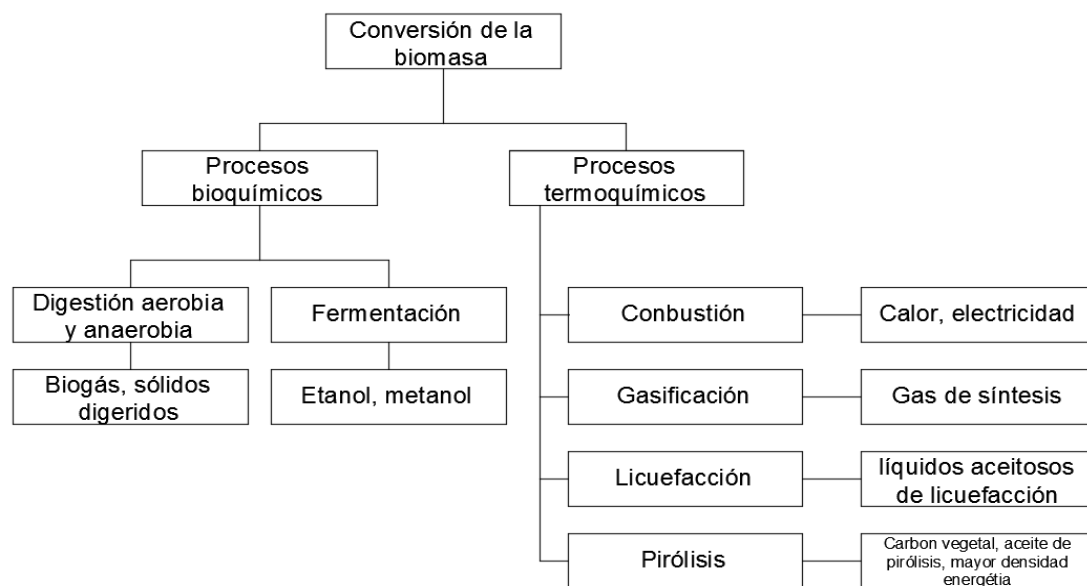
Figura 2.5. Forma de algunas briquetas.
Fuente: M. Camps, F. Marcos, 2008.

2.5 Procesos de conversión de la biomasa en energía

Debido a que la biomasa se puede convertir en energía a través de medios tradicionales y nuevos, esta tiene el potencial de ser una importante fuente de energía actual y futura. Se puede convertir en combustibles sólidos, líquidos y gaseosos que pueden sustituir combustibles fósiles con bajos niveles de inversión e interesantes niveles de rentabilidad [17]; de hecho, existen estudios que afirman que, de la gran cantidad de biomasa en el mundo, sólo el 5% (13.500 millones de toneladas métricas) puede ser potencialmente movilizados para producir energía. Esta cantidad es todavía lo suficientemente grande para abastecer aproximadamente el 26% del consumo mundial de energía, lo que equivale a 6 mil millones de toneladas de petróleo [18] .

Existen diversas posibilidades de aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos como son: a) aprovechamiento mediante el uso de procesos de conversión de la energía de la biomasa en calor o electricidad, b) aprovechamiento mediante la conversión en otra forma de energía en otro

estado, siendo líquidos (etanol, metanol, biodiesel, etc.) o gaseosos (gases de biosíntesis o biogás), c) aprovechamiento mediante la fabricación de aglomerados y compuestos de madera y fibras naturales. Los procesos para obtener energía mediante la conversión de la biomasa pueden dividirse en termoquímicos y bioquímicos. Los procesos termoquímicos abarcan la combustión, pirólisis (lenta, rápida y torrefacción), gasificación, licuefacción; mientras que los procesos bioquímicos están relacionados con fermentación, digestión anaeróbica e hidrólisis enzimática [6].



*Figura 2.6. Procesos de conversión de la biomasa y principales productos obtenidos.
Fuente: P. Basu, 2010.*

2.5.1 Procesos bioquímicos

En la conversión bioquímica, las moléculas de biomasa se descomponen en moléculas más pequeñas, por bacterias o enzimas, con la finalidad de producir combustibles gaseosos y líquidos. Son más apropiados para la conversión de biomasa húmeda que los procesos termoquímicos. Los dos procesos biológicos más empleados son la digestión anaeróbica para producir biogás y la fermentación para producir etanol.

2.5.1.1 Digestión anaeróbica

Es un proceso en el que la materia orgánica es descompuesta por la acción de microorganismos, en ausencia de oxígeno. El principal producto que se genera es el biogás (mezcla de gases constituida mayoritariamente por metano y dióxido de carbono), además de un residuo sólido digerido. La digestión anaeróbica puede ser empleada para procesar aguas residuales, residuos

animales y municipales u otros materiales orgánicos industriales, domésticos o comerciales. El biogás es empleado como combustible y el otro subproducto, el material digerido, puede ser usado como abono para uso agrícola [6].

Los equipos empleados para el proceso son conocidos como biodigestores, los cuales son básicamente recipientes diseñados para contener la biomasa a digerir y los microorganismos que llevan a cabo el proceso.

2.5.1.2 Fermentación

La fermentación es un proceso ampliamente usada para la producción de etanol, siendo los materiales empleados para producirlo: los azúcares y almidones. La fermentación del almidón y la materia prima (mediante el uso de levaduras) a base de azúcar (como por ejemplo, el maíz y la caña de azúcar) para obtener etanol es totalmente comercial, pero no es el caso de la biomasa lignocelulósica (como la madera); debido a que requieren un pretratamiento por hidrólisis para descomponer la celulosa y la hemicelulosa en azúcares simples que necesitan las levaduras y las bacterias para el proceso de fermentación, al gasto y la dificultad que esto genera [6] [12].

2.5.2 Procesos termoquímicos

En la conversión termoquímica, toda la biomasa se convierte en gases, que luego se sintetizan en los productos químicos deseados o se utilizan directamente. Se basa en la utilización del calor como fuente de transformación de la biomasa. La Tabla 2.7 muestra el rango típico de las temperaturas de reacción de los distintos procesos termoquímicos para la conversión de biomasa.

*Tabla 2.7. Comparación de procesos de conversión termoquímicos.
Fuente: P. Basu, 2010.*

Proceso	Temperatura (°C)	Presión (MPa)	Catalizador	Secado
Licuefacción	250-330	5-20	esencial	no requerido
Pirólisis	380-530	0,1-0,5	no requerido	necesario
Combustión	700-1400	> 0,1	no requerido	opcional
Gasificación	500-1300	> 0,1	opcional	necesario

2.5.2.1 Combustión

Químicamente, la combustión es una reacción exotérmica entre el carbono y el hidrógeno de la biomasa con el oxígeno del aire; es decir, es la oxidación completa de la biomasa por el oxígeno del aire al aplicar altas temperaturas. En esta reacción se libera agua, dióxido de carbono, cenizas y calor. Este último



es utilizado para el calentamiento doméstico o industrial o para la producción de electricidad.

2.5.2.2 Pirólisis

En este proceso, las grandes moléculas de hidrocarburos (compuestos orgánicos formados por átomos de hidrógeno y carbono) de la biomasa se descomponen en moléculas de hidrocarburos más pequeñas. La pirólisis consiste en un proceso termoquímico a moderadas temperaturas en ausencia (parcial o total) de oxígeno, donde del proceso se obtienen productos sólidos (carbón vegetal), líquidos y gaseosos. Tiene tres variaciones: a) pirólisis lenta, b) pirólisis rápida y c) torrefacción o pirólisis a baja temperatura [6] [12].

La pirólisis rápida produce principalmente combustible líquido (bio-oil); la pirólisis lenta produce algo de gas y carbón sólido.

En la torrefacción, un tipo de pirólisis a más bajas temperaturas, la biomasa se calienta de 230 a 300 °C sin contacto con el oxígeno. Se altera la estructura química de la madera, que produce dióxido de carbono, monóxido de carbono, agua, ácido acético y metanol. Este proceso aumenta la densidad energética de la biomasa, también reduce en gran medida su peso, así como su naturaleza higroscópica (capacidad de absorber humedad). La torrefacción se desarrolla en la fase endotérmica de la carbonización y la presencia de un gas inerte permite evitar oxidación o combustión del material [12].

2.5.2.3 Gasificación

La gasificación convierte combustibles sólidos (fósiles o no fósiles) en gases y productos químicos con contenido energético utilizable, por medio de la combustión parcial, en presencia de un oxidante que puede ser gas o agua supercrítica¹. Los medios gaseosos incluyen aire, oxígeno, o una mezcla de éstos. Para el proceso, el material a ser gasificado es previamente reducido a partículas pequeñas y pretratado para reducir su contenido de humedad. El gas producido está compuesto por hidrógeno, metano, monóxido de carbono, gases inertes, compuestos orgánicos volátiles, alquitrán y agua (en forma de licor piroleñoso). El gas producido se denomina gas pobre, producer gas, o gas de síntesis. El principal problema que presenta la gasificación de biomasa

¹ Agua a una presión y temperatura de 221 atm y 374°C respectivamente. El agua supercrítica no se comporta ni como un gas ni como un líquido, comparte propiedades de ambos: como el vapor, el agua supercrítica ocupa todo el volumen de un recipiente que la contenga y disolverá sustancias, al igual que lo hace el agua líquida [48].



como tecnología para la generación eléctrica es la limpieza del gas resultante del proceso de las impurezas que lo acompañan [12].

2.5.2.4 Licuefacción

La licuefacción de la biomasa sólida en combustible líquido se puede hacer a través de la pirólisis, la gasificación, así como a través del proceso hidrotérmico. En este último, se somete la biomasa a un proceso de hidrogenación, comúnmente en presencia de un catalizador. El proceso ocurre a relativamente altas temperaturas (300–350 °C), elevada presión (12-20 MPa) y duración en dependencia de los materiales que se procesan (en el orden de varios minutos). A través de la licuefacción, la biomasa es directamente convertida en un líquido aceitoso que se puede usar para posterior refinado y producción de combustibles [6].

2.5.3 Experiencias en el Ecuador

En este apartado se busca dar una breve reseña de la incursión y los avances que el país ha dado en el tema de la biomasa y la conversión de esta para la obtención de energía. Siendo todos estos casos algunos de los ejemplos de la experiencia que el Ecuador ha tenido en el campo a través de los años [6].

Combustión: En el Ecuador, un ejemplo de combustión es el proceso usado en el sector arrocero para calentar el aire utilizado en el secado del arroz quemando cáscara o GLP (gas licuado de petróleo), en la industria azucarera para la generación de vapor y electricidad usando bagazo de caña, en la industria maderera para producir vapor o calor aprovechando residuos, en la industria cerámica y de cemento para producir calor y gases usando petróleo o derivados, en algunas centrales termoeléctricas que usan combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, o para cocción a nivel doméstico e industrial.

Gasificación: Ecuador ha tenido cierta experiencia en el campo de la gasificación, por ejemplo: a) el proyecto “Fuerza matriz rural a base de desecho agroforestales” iniciado en 1985 en la ESPOL (Escuela Politécnica del Litoral), b) el desarrollo de una aplicación de gasificadores para industrias artesanales de cal en Lican, Chimborazo, en 1997, llevado a cabo en la ESPOCH (Escuela Politécnica de Chimborazo), c) una unidad de generación eléctrica de aproximadamente 50 kW fue adaptada para pruebas con corteza de palma africana a través de un proyecto de Senescyt en 2008. Sin embargo, el nivel de experiencia alcanzado en el país referente a gasificación no permite implantar estos sistemas libres de problemas o prever dificultades y soluciones, lo que podría afectar la implantación de sistemas de gasificación en gran escala; es decir, que en condiciones



actuales no es una opción atractiva el producir electricidad por gasificación a partir de biomasa, pero una alternativa de interés podría ser la producción de gas para uso doméstico.

Pirólisis: La pirólisis lenta o carbonización en el país es conocida en distintos sitios o regiones cercanas donde se produce el carbón vegetal, tales como: Milagro, Quevedo, Esmeraldas y ciertas regiones rurales de la Sierra. El carbón vegetal proviene principalmente de madera, residuos de la industria de la palma africana y de bambú en la costa y del eucalipto, gañal, laurel de cera y sarar en la sierra (que en la actualidad son controlados para evitar el uso indiscriminado de estas plantas nativas). El uso de otros recursos lignocelulósicos para la producción de carbón vegetal en el país es limitado y no existen datos conocidos que permitan tener una idea clara de la escala, eficiencia, materia prima usada o localización de plantas.

Torrefacción: La torrefacción en el Ecuador se encuentra en etapa inicial de investigación, a escala de laboratorio, usando principalmente residuos de la industria de la madera como el pino, por citar un ejemplo.

Fermentación: La fermentación es un proceso conocido y ampliamente usado para la producción de etanol de primera generación a partir principalmente de la caña de azúcar y maíz.

Digestión anaeróbica: El Ecuador incursionó en la tecnología del biogás en el año de 1974 y posteriormente con la creación del Instituto nacional de Energía (INE), entidad mediante la cual se construyó un biodigestor en Manabí (Rancho Ronald), el cual producía biogás para el funcionamiento de un electrogenerador de 2kW. En 1982, investigadores de la BB ESPOL estuvieron a cargo del diseño, construcción y seguimiento de un biodigestor ubicado en La Moya (Chimborazo) que en un principio produjo un volumen diario de 1.5 m³ de biogás. La década de los 90 se la considera “perdida” para los biodigestores debido a que no se lograron cumplir las expectativas generadas con los proyectos de la década anterior. Es en 2002 los primeros biodigestores tubulares familiares fueron instalados en el valle de Intag (Imbabura) por parte de la ACAI (Asociación de Campesinos Agroecológicos de Intag). En 2012, la ACAI, a través de la CEA (Coordinadora Ecuatoriana de Agroecología) instaló 12 sistemas similares en la Provincia de Azuay, y seis más en Loja.

Partiendo de la experiencia de Intag, se ha instalado una docena de estos sistemas en Cayambe, Pichincha y Napo, y desde el 2009 en la provincia del Carchi también se han instalado una docena de



biodigestores tubulares; de igual manera, en la provincia de El Oro también se pueden encontrar implementación de este tipo de sistemas. En 2014, en Cayambe, se instaló un sistema de 6 biodigestores tubulares en serie, mientras que en 2015 en Los Bancos (Pichincha) se ha instalado otro sistema de tres biodigestores en serie. PRONACA cuenta bajo sus instalaciones con 6 biodigestores de laguna cubierta localizados en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas.

Podemos encontrar también seis universidades con actividad en biodigestores, al menos a nivel de elaboración de tesis de pregrado como son: la Universidad de Cuenca (Azuay), la Universidad Laica Vicente Rocafuerte–ULVR (Guayas), la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo–ESPOCH (Chimborazo), la Escuela Superior Politécnica del Litoral–ESPOL (Guayas), la Universidad Técnica del Norte–UTN (Imbabura) y la Universidad San Francisco de Quito–USFQ (Pichincha).

2.6 Tecnologías para la generación de energía eléctrica mediante biomasa

Cuando se desea generar energía eléctrica con biomasa se puede optar por diferentes sistemas tecnológicos [19]:

- Sistema basado en la combustión del recurso (Ciclo de vapor): es un sistema basado en la combustión de biomasa, a partir de la cual se genera vapor que posteriormente se usa en una turbina de vapor.
- Sistemas basados en la gasificación del recurso (Turbina de gas): utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido.
- Motor alternativo: utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido o biogás procedente de una digestión anaerobia.

La elección entre uno y otro depende de las características de los recursos, de la cantidad disponible y del tipo de demanda energética requerida.

2.6.1 Sistema basado en la combustión del recurso

Estos sistemas de generación son típicamente de no más de 50 MW de capacidad instalada. Consta de tres etapas:

1. transformación de la energía primaria en energía térmica,
2. transformación de la energía térmica en energía mecánica y
3. transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.

Para cada una de estas transformaciones se recurre a un conjunto de equipos tales como: calderas de vapor, turbinas de vapor y generador eléctrico respectivamente. La Figura 2.7 muestra un esquema conceptual de una central convencional a vapor.

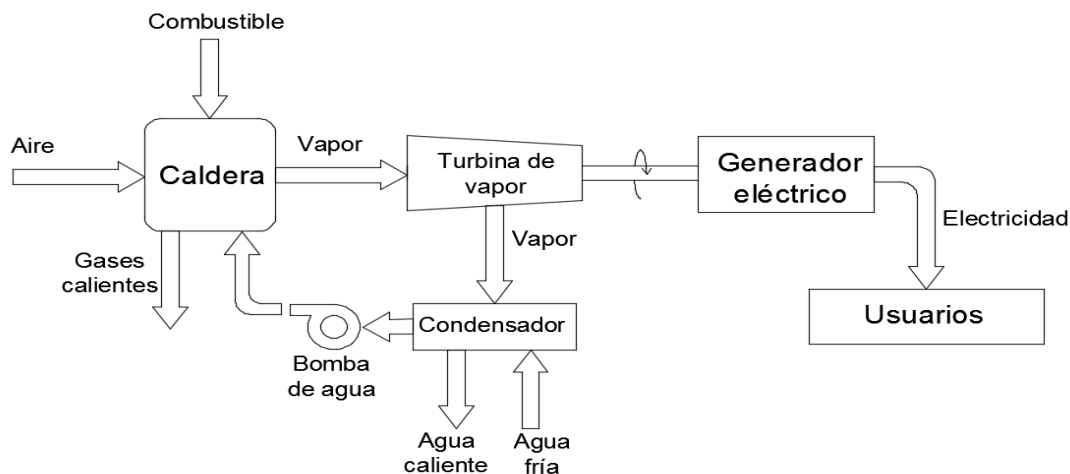


Figura 2.7. Esquema conceptual de una central convencional de turbina de vapor.

Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

2.6.1.1 Calderas de vapor

Una caldera es un sistema donde se hace hervir agua al suministrarle calor mediante la combustión de: carbón, petróleo, gas, biomasa, etc. Las calderas se diferencian por su configuración, tamaño y calidad del vapor o agua caliente producida. El tamaño de la caldera es medido más a menudo por la entrada de combustible, por la producción en libras de vapor por hora o la potencia de salida (generación eléctrica). En esta categoría, las principales tecnologías incluyen calderas tipo parrilla y calderas de lecho fluidizado [20] [21].

Calderas tipo parrilla: Este tipo de calderas emplean la combustión directa de combustibles sólidos, produciendo gases de combustión calientes, que luego producen vapor en la sección de intercambio de calor de la caldera. Todas las calderas de este tipo están diseñadas para suplir de biomasa a una parrilla donde el combustible se quema con el aire que pasa a través de ella.

Existen sistemas de parrilla fija donde el combustible no sufre movimiento alguno y sistemas de parrilla móvil, en los que la biomasa avanza al tiempo que arde. El calor se transfiere del fuego y de los gases de combustión a los tubos de agua en las paredes de la caldera. Adicionalmente, disponen de una chimenea por donde se expulsan, al medio ambiente, los gases producidos en la combustión (estos gases salen a alta temperatura). Parte de ese calor se emplea para calentar el

aire que se inyecta a la caldera y mejorar su rendimiento. Por la parte inferior de la caldera se dispone de un recogedor de cenizas. Por otra parte, los gases de escape incluyen también cenizas volátiles, por lo cual las calderas modernas disponen de un precipitador, que son filtros electrostáticos que retienen una buena parte de estas partículas volátiles.

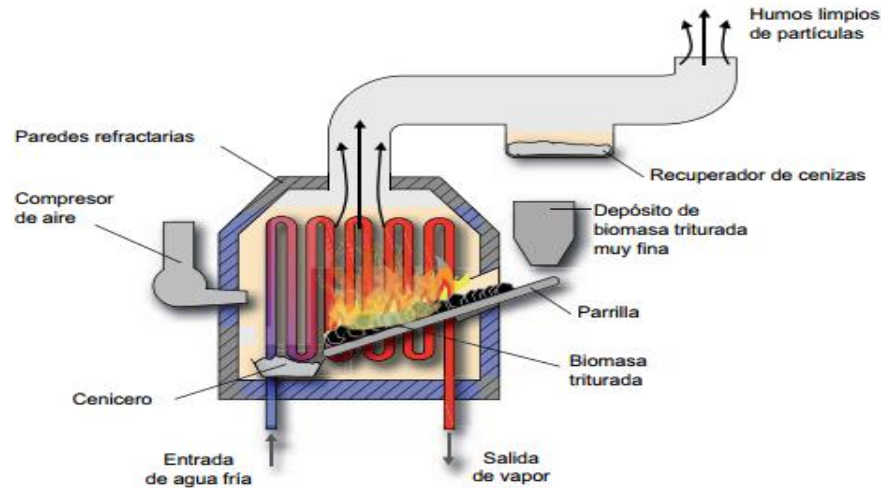


Figura 2.8. Esquema básico. Caldera tipo parrilla.
Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

Otra de las características importante es el método de agregar y distribuir el combustible. Hay dos tipos generales de sistemas: underfeed (por la parte inferior) y overfeed (por la parte superior de la caldera). Los sistemas underfeed suministran el combustible y el aire desde debajo de la parrilla, mientras que los sistemas overfeed suministran combustible desde arriba de la parrilla y aire desde abajo [21].

Calderas de lecho fluidizado: En este método, la combustión se desarrolla en el seno de una masa en suspensión de: partículas de combustible, cenizas del combustible y en algunos casos materiales inertes; los cuales son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional.

El proceso de combustión en lecho fluidizado proporciona un medio para mezclar eficientemente combustible con aire para combustión. Cuando se introduce combustible en el lecho, se calienta rápidamente por encima de su temperatura de ignición, se enciende y se convierte en parte de la masa ardiente. La mezcla efectiva del lecho hace que las calderas de lecho fluidizado sean adecuadas para quemar desperdicios sólidos, desechos de madera, carbones de desecho y otros combustibles no estándar; además, permite un diseño más compacto que los sistemas convencionales de calderas de tubos de agua. El gas natural o el fuel-oil también se puede usar como combustible de



arranque para precalentar el lecho fluidizado o como combustible auxiliar cuando se requiere calor adicional [21].

Otra de las ventajas del lecho fluidizado sobre la combustión en calderas tipo parrillas es la disminución de emisiones, que se deben a una mejor combustión, pero también a las menores temperaturas con las que se realiza el proceso, requiriendo entre 760-870°C, mientras que los sistemas de horno funcionan sobre los 1200°C. Estas menores temperaturas producen menos óxidos de nitrógeno (NO_x), un beneficio significativo con combustibles de madera y biomasa de alto contenido de nitrógeno. Por otro lado, las emisiones de SO_2 son insignificantes cuando se trata de residuos forestales o madereros, pero cuando la contaminación por azufre del combustible es un problema, la piedra caliza se puede agregar al lecho fluido para lograr un alto grado de captura de azufre [21].

Las calderas de lecho fluidizado se clasifican en dos categorías: atmosféricas o presurizadas. Adicionalmente, las calderas de lecho fluidizado atmosférico se dividen en unidades de lecho burbujeante y de lecho circulante, siendo la diferencia fundamental entre estas la velocidad de fluidización (más alta para lecho circulante).

Las calderas de lecho fluidizado circulante separan y capturan sólidos de combustible arrastrados en el gas de escape de alta velocidad y los devuelven al lecho para una combustión completa. Las calderas de lecho fluidizado burbujeantes son los usados con mayor frecuencia cuando los combustibles provienen de la biomasa; a veces se recirculan las cenizas para aumentar la eficacia de quemado del combustible. El tipo de lecho de fluido seleccionado está en función del valor calorífico de la biomasa. El lecho burbujeante se usa generalmente para los combustibles con valores más bajos, mientras que el lecho de circulación es más adecuado para combustibles de mayores valores caloríficos [21].

Las calderas de lecho fluidizado presurizado están sometidas a presión superior a la atmosférica (de 5 a 20 atm). La combustión de sólidos genera una corriente de alta presión de gases de combustión. Después de que los gases de combustión pasan a través de un sistema de limpieza de gas caliente, se alimenta a una turbina de gas para generar electricidad, y el calor en la corriente de gas de escape caliente se puede recuperar para hervir agua para una turbina de vapor. Por lo tanto, una caldera de lecho fluidizado presurizada es más eficiente, pero también más complicada y costosa [21].

La eficiencia de las calderas es definida como el porcentaje de la energía química contenida en el combustible que es convertida en energía contenida en el vapor. Los principales factores relacionados con la eficiencia de la biomasa son: el contenido de humedad, el exceso de aire introducido en la caldera al momento de la combustión y el porcentaje de material parcialmente o no incinerado. El rango de eficiencia de un horno tipo parrilla y un sistema de caldera fluidizado es de alrededor de 65 y 85%, respectivamente. En general, el tipo y la disponibilidad del combustible tienen una mayor incidencia en el nivel de eficiencia, ya que materiales con alto poder calorífico y bajo contenido de humedad puede rendir con un 25% de mayor eficiencia que combustibles de bajo poder calorífico y alto contenido de humedad [21].

Las calderas tipo parrilla y de lecho fluidizado tienen ventajas y desventajas de funcionamiento dependiendo de las características del combustible y de los requerimientos. A continuación, se presenta en la Tabla 2.8 una comparación de las principales características de las calderas.

*Tabla 2.8. Comparativa de tecnologías de Combustión Directa.
Fuente: EPA, 2007.*

Características	Tipo de caldera	
	Tipo parrilla	Lecho fluidizado
Mecanismos de combustión		
Flujo del combustible sólido	Transportado en parrilla	Fluidizado por el aire de combustión y circulación a través de la cámara de combustión y ciclones.
Zona de combustión	En parrilla	Área completa del horno
Transferencia de masa	Lenta	Movimiento de masa activo vertical
Control de la combustión		
Velocidad de respuesta	Lenta	Rápida
Control del exceso de aire	Difícil	Posible
Combustible		
Aplicable a varios combustibles	No	Alta capacidad de adaptación
Pretratamiento del combustible	Generalmente no es necesario	Molienda previa
Factores ambientales		
Bajas emisiones de óxidos de azufre	No es posible la desulfuración en el horno	Alta tasa de desulfuración en el horno
Bajas emisiones de óxidos de nitrógeno	Difícil	Inherentes al equipo
Tamaño apropiado de las instalaciones	Pequeña	Media o grande

Debido a que las calderas tipo parrilla son una tecnología relativamente básica y conocida, las ventajas de su uso tienen que ver con la experiencia existente y menores costos de inversión, que pueden compensar la menor eficiencia del proceso de combustión; mientras que la tecnología de lecho fluidizado es más nueva y compleja, pero ofrece una mayor flexibilidad y un mejor control operativo. La inercia térmica del material del lecho le permite soportar cambios de humedad y de contenido de calor del combustible sin impactos negativos. Además, el bajo inventario de combustible presente en la unidad hace que responda a cargas variables.

2.6.1.2 Turbinas de vapor

Las turbinas de vapor convierten la energía térmica contenida en el vapor de agua a alta presión y temperatura, en energía mecánica, refleja en el giro del eje de la turbina [20].

La presión de vapor se traduce en velocidad, el cual ingresa e incide sobre los álabes de la turbina, haciéndolas girar conjuntamente con su eje que puede estar acoplado a un generador para producir electricidad. Normalmente el vapor de salida pasa por un condensador donde cambia su estado a líquido, y mediante bombas es trasladado a la caldera donde cambia su estado a vapor de alta presión e inicia nuevamente el ciclo (Figura 2.9).

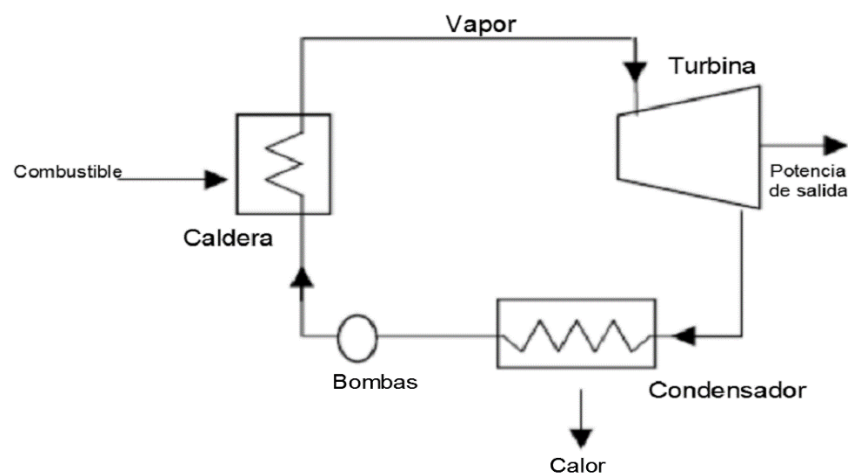


Figura 2.9. Ciclo de generación de energía eléctrica en una planta a vapor.
Fuente: EPA, 2007.

Para obtener el máximo aprovechamiento de la energía cinética del vapor (debido a que es imposible transferir toda la energía a una sola turbina), se colocan una serie de turbinas sobre un mismo eje (turbina multietapa).

Una turbina multietapa se divide, por lo general, en tres cuerpos denominados cuerpo de alta, media y baja presión. El primer cuerpo recibe el vapor a alta presión (P_{1e}) y como salida se obtiene una presión inferior a esta (P_{1s}). La P_{1s}

es ahora P_{2e} y es aprovechado por la turbina de media presión obteniendo en su salida una presión inferior a la de entrada (P_{2s}) y a su vez esta presión es aprovechada por una última turbina denominada de baja presión (Figura 2.10).

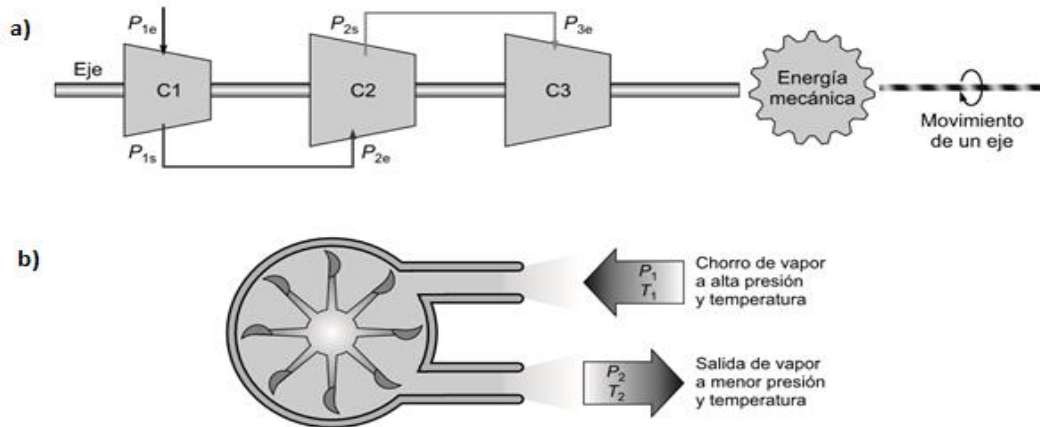


Figura 2.10. a) Turbina multietapa, b) Funcionamiento de una turbina de vapor.

Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

Además, cada cuerpo o turbina están constituidos por un centenar de álabes y el tamaño de estos varía de acuerdo a la presión, necesitando un mayor tamaño mientras menor sea la presión del vapor de ingreso; es decir, los álabes del tercer cuerpo son mayor al segundo y este mayor al primero. El salto de presión total ($P_{1e} - P_{3s}$), y el de temperatura, da idea del rendimiento de la transformación [20].

Las turbinas de vapor se pueden clasificar de la siguiente manera:

Turbina con extracción de vapor: normalmente se realiza en etapas de alta presión, donde se toma parte del vapor y se envía a la caldera para sobrecalentarlo para posteriormente reenviarlo a etapas intermedias. También el vapor puede ser extraído de alguna etapa y utilizada en otros procesos en la industria.

Turbina de contrapresión: la presión del vapor de salida de la turbina es superior a la atmosférica, y suele ser usada en algún proceso industrial o conducida a un condensador para obtener agua caliente que puede ser útil para otros procesos.

Turbinas de condensación: la presión del vapor de salida de la turbina es inferior a la atmosférica, en este diseño se obtiene un mayor rendimiento energético. Se caracterizan por entregar a la salida de la turbina una mezcla de vapor y agua. Este diseño se utiliza únicamente para generación de potencia.

2.6.2 Sistemas basados en la gasificación del recurso (turbinas de gas)

En esencia, una turbina de gas es exactamente igual que una turbina de vapor [20]. La única diferencia es que el chorro que impacta contra los álabes es una mezcla de gases resultantes de la quema de un combustible (principalmente gas natural o diésel) o de un gas de síntesis (obtenido mediante el proceso de gasificación), en lugar de vapor de agua. En la práctica, sin embargo, existe una diferencia importante, siendo que la turbina de gas posee una cámara de combustión, en la cual se producen los gases residuales, a alta presión y temperatura, que son impulsados contra los álabes. Además, en la cámara de combustión ha de introducirse un alto caudal de aire, por lo cual, también precisa un compresor. En estas turbinas, la presión atmosférica, por sí sola, no podría introducir en la cámara de combustión la gran cantidad de oxígeno que se precisa para quemar grandes volúmenes de combustible, y obtener así grandes potencias. Las turbinas varían en tamaño desde 30 kW (microturbinas) hasta 250 MW (grandes unidades industriales). Aproximadamente, una planta de generación mediante gasificación consta de los mismos sistemas que una planta de combustión salvo que la caldera se sustituye por el gasificador y el sistema de limpieza del gas [19].

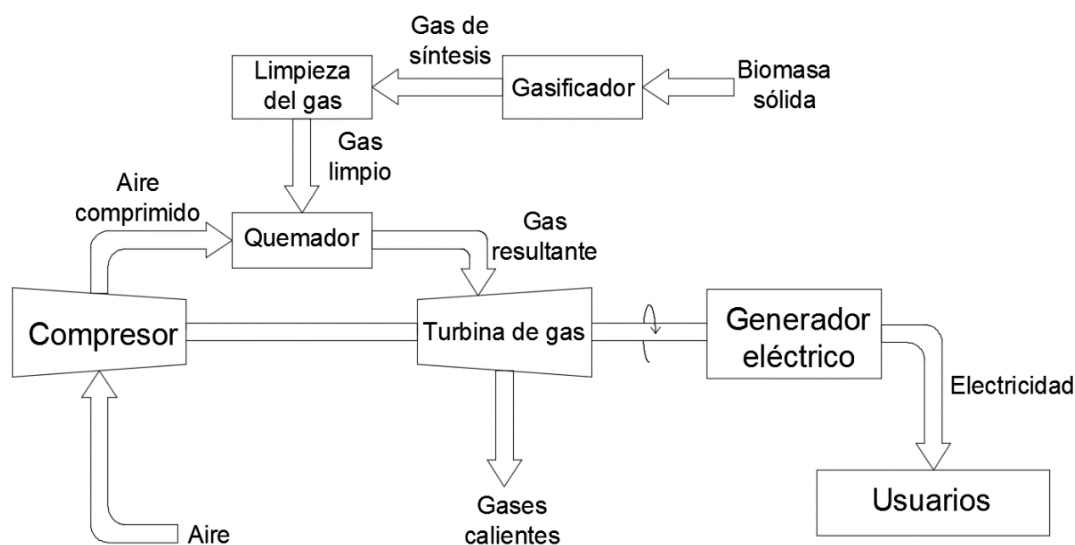


Figura 2.11. Esquema conceptual de una central de turbina de gas de síntesis.

Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

2.6.2.1 Gasificadores

La gasificación no es todavía una tecnología comercial establecida comparada con los sistemas de biomasa de combustión directa. Sin embargo, existe un gran interés en el desarrollo de la gasificación de la biomasa por varias razones:

- Un combustible gaseoso es más versátil que un combustible sólido.

- La gasificación puede eliminar los contaminantes del combustible y reducir las emisiones en comparación con los sistemas de combustión directa.
- La gasificación puede diseñarse para manejar una amplia gama de materias primas de biomasa, sin grandes cambios en el proceso básico.
- Un combustible gaseoso puede utilizarse en un sistema de generación de energía de alta eficiencia, tal como un ciclo combinado, siempre que se limpie de contaminantes. Cuando se agrega equipos para recuperar el calor del escape de la turbina, la eficiencia del sistema puede aumentar hasta un 80%.

Tal como los procesos de combustión directa descritos en la sección anterior, dos tipos principales de gasificadores han surgido: lecho fijo (de flujo de aire ascendente y de flujo de aire descendente) y lecho fluidizado. Los gasificadores de lecho fijo son típicamente más simples, menos costosos y producen un menor contenido de calor de gas de síntesis. Los gasificadores de lecho fluidizado son más complicados, más caros y producen un gas de síntesis con un mayor valor calorífico [21].

Gasificadores de lecho fijo: Los gasificadores de lecho fijo normalmente tienen una capacidad limitada (debido a la disposición física interna del reactor), típicamente utilizada para sistemas de generación de hasta 5MW. La biomasa “fresca” se coloca frecuentemente encima de la pila de combustible, carbón y ceniza dentro del gasificador. La Figura 2.12 y la Tabla 2.9 muestran los esquemas básicos y características típicas de los gasificadores de lecho fijo de flujo de aire ascendente (el aire fluye a través de la rejilla y el biogás se recoge por encima del lecho) y descendente (aire fluye hacia abajo a través del lecho y sale como biogás por debajo de la rejilla), respectivamente. La rejilla o parrilla se encuentra en la parte inferior del gasificador y es la encargada de separar la zona de combustión y la zona de cenizas [21].

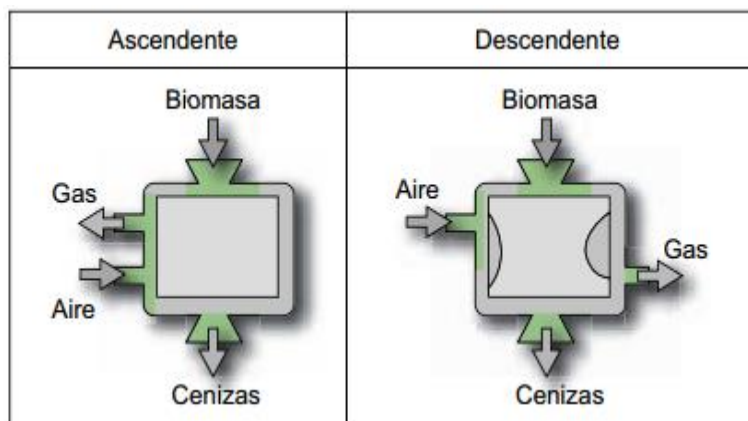
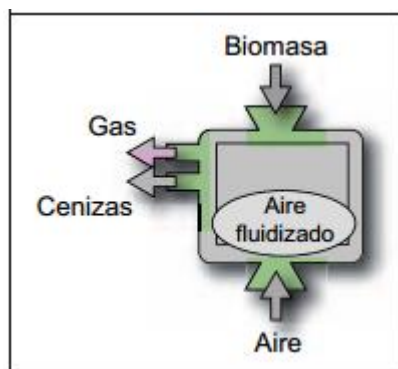


Figura 2.12. Tipos de gasificadores de lecho fijo.
Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

Tabla 2.9. Comparación de gasificadores de lecho fijo.
Fuente EPA, 2007.

	Tipo de gasificador	
	Descendente	Ascendente
Operación	La biomasa se introduce desde la parte superior. El aire se introduce por la parte superior y fluye hacia abajo. El gas se extrae en la parte inferior a nivel de la rejilla.	La biomasa se introduce desde la parte superior. El aire se introduce desde el fondo y fluye hacia arriba. Se produce un cierto secado. El gas se extrae por la parte superior.
Ventajas	Los alquitranes y partículas en el gas de síntesis son más bajos, permitiendo el uso directo en algunos motores sin limpieza. La rejilla no está expuesta a altas temperaturas.	Puede manejar biomasa de mayor humedad. Temperaturas más altas pueden destruir algunas toxinas y escoria minerales o metales. Un mayor contenido de alquitrán se añade al valor calorífico.
Desventajas	La biomasa debe ser muy seca(<20% de humedad). El gas de síntesis está caliente y debe enfriarse si se requiere compresión o limpieza extensiva. Alrededor del 4 al 7 por ciento del carbono no se convierte y permanece en la ceniza.	Un mayor contenido de alquitrán puede ensuciar motores o compresores. La rejilla está expuesta a altas temperaturas y debe ser enfriada o protegida.

Gasificadores de lecho fluidizado: Los gasificadores de lecho fluidizado utilizan los mismos procesos de gasificación que los sistemas de lecho fijo, ofreciendo un mayor rendimiento, pero con mayor complejidad y costo. De forma similar a las calderas de lecho fluidizado, el proceso de gasificación primaria tiene lugar en un lecho de materiales inertes calientes suspendidos por un movimiento ascendente de gas (pobre de oxígeno). A medida que se incrementa la cantidad de gas, para conseguir un mayor rendimiento, el lecho comenzará a levitar y se "fluidiza". Además, pueden manejar una gama más amplia de materias primas de biomasa con contenido de humedad de hasta un 30 % en promedio [21].



*Figura 2.13. Esquema básico. Gasificadores de lecho fluidizado.
Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.*

Tanto la gasificación de biomasa en lecho fijo como en lecho fluidizado utiliza equipos y procesos similares como la combustión directa. La termodinámica de la pérdida de calor es similar, pero las condiciones de gasificación son diferentes de la combustión directa. En la combustión directa, se introduce 10 a 14 veces el peso del combustible como aire. En la gasificación, el aire que entra en el reactor, si lo hay, es sólo una a dos veces el peso del combustible. Esta diferencia reduce las pérdidas de calor de la zona de reacción.

2.6.2.2 Limpieza de gases

El gas de síntesis proveniente del gasificador contiene varios tipos de contaminantes (tales como: alquitranes, partículas, compuestos alcalinos y amoníaco) que son dañinos para el equipo aguas abajo, para el manejo de las cenizas y las emisiones. El grado de limpieza del gas debe ser adecuadamente adaptado a su uso previsto. Suele ser aconsejable la eliminación por separado de las partículas sólidas y del alquitrán con objeto de evitar la formación de lodos y barros que ensuciarían los aparatos y tuberías, provocando atascos. Ahora bien, esta eliminación por separado sólo puede realizarse a altas temperaturas. Para aquellas temperaturas en que los alquitranes y aceites se condensan, su eliminación no puede desligarse de las partículas sólidas y se recogen conjuntamente [21].

Los separadores más usados son los ciclones, aunque para una rigurosa eliminación se deben emplear precipitadores electrostáticos y diversos tipos de filtros.

2.6.3 Motor de combustión interna

El motor de combustión interna es un sistema que se encarga de transformar la energía química, contenida en un combustible (líquido o gas), en energía mecánica (mediante el movimiento de un eje) y en energía térmica (gases residuales provenientes de la combustión que escapan a la atmósfera).

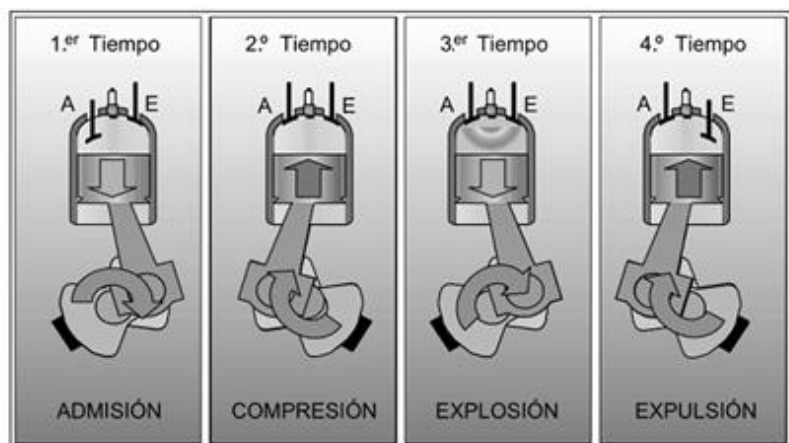


Los motores de combustión interna están constituidos por un cilindro, pistón, eje giratorio (cigüeñal), y una biela que conecta el pistón con el cigüeñal. También constan de distintos mecanismos para su correcto funcionamiento, entre los más importantes tenemos: las válvulas de admisión (permiten el ingreso del aire y combustible) y escape (permite la salida de los gases quemados), y el sistema de encendido de la mezcla [20].

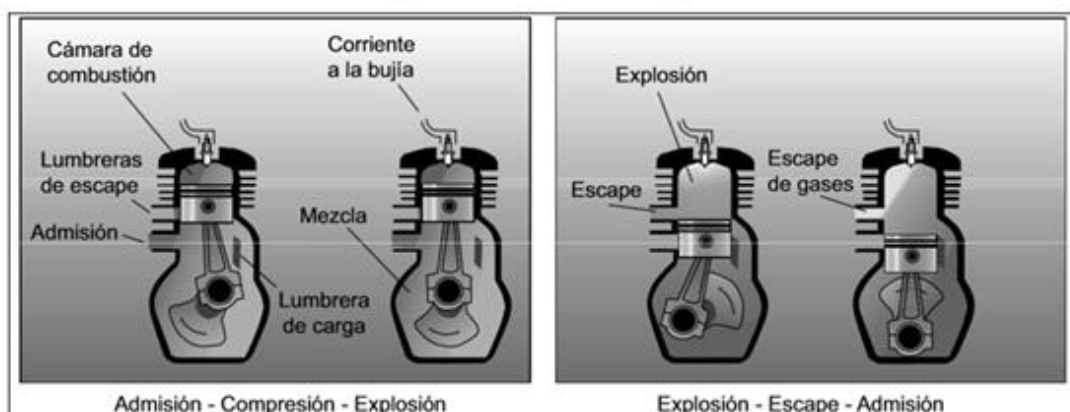
Si se inyecta en la cámara de combustión una mezcla de aire y combustible (gas), y se la hace arder, esta acción ocasiona una fuerte expansión del combustible quemado, generando una fuerte presión en el cilindro y a su vez en el pistón provocando que se desplace y arrastre la biela y el cigüeñal, obligándolo a girar. El eje está unido a un alternador que produce la energía eléctrica.

Según el sistema de llenado (inyección de aire y combustible) y vaciado (salida de gases), los motores pueden ser de dos y cuatro tiempos; y según el tipo de encendido de la mezcla, pueden ser de encendido provocado o de autoencendido. En el encendido provocado una bujía produce la chispa que hacer arder al combustible; mientras que en el autoencendido la mezcla alcanza una cierta presión, lo que conlleva una temperatura alta y posteriormente a la inflamación espontanea [20].

El motor de dos tiempos realiza una explosión por cada revolución o vuelta del cigüeñal. Esto crea mayor potencia frente a los motores de cuatro tiempos que generan una explosión por cada dos revoluciones o giro del cigüeñal. A esto se añade, que los motores de dos tiempos incorporan menos piezas móviles y un funcionamiento más sencillo. Por otra parte, el motor de 4 tiempos presenta mayores facilidades a la hora de modificarlo, rinde mucho más, consumiendo y contaminando menos. En la Figura 2.14 se puede observar el funcionamiento tanto de los motores de dos como de cuatro tiempos [22].



a) Motor de 4 tiempos



b) Motor de 2 tiempos

Figura 2.14. Motores de combustión interna (alternativo).
Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

2.6.4 Ciclos combinados y cogeneración

La eficiencia energética de cada tecnología puede mejorar mediante la mezcla de varias tecnologías [21]:

- Tecnologías para mejorar el rendimiento de las propias trasformaciones energéticas para la producción de electricidad (Ciclo combinado).
- Tecnologías para mejorar el rendimiento energético por aplicación de usos diferenciados (Cogeneración).

2.6.4.1 Ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado intentan mejorar el rendimiento de las turbinas de gas, acoplándola una turbina de vapor. Ver Figura 2.15.

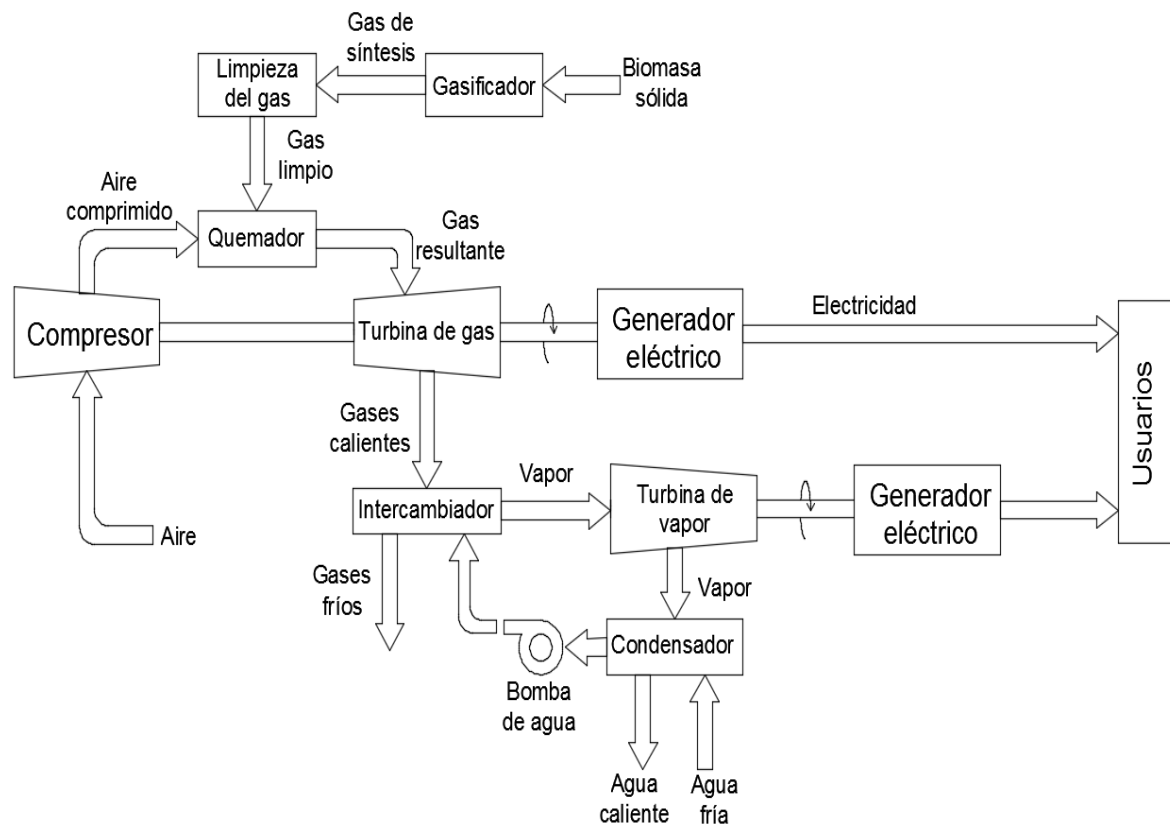


Figura 2.15. Planta de ciclo combinado.

Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

Los gases calientes generados por la turbina de gas son dirigidos a un intercambiador de gas-agua, donde se logra vaporizar el agua para luego ser inyectado en una turbina de vapor [20].

2.6.4.2 Cogeneración

Las plantas de cogeneración producen energía eléctrica, al mismo tiempo que el calor generado puede ser utilizado para calefacción, secado, etc. [20]. La cogeneración presenta beneficios importantes referentes al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de emisiones. También mejora la competitividad de las industrias, puesto que permite que se obtenga valor de la energía residual. Las plantas de cogeneración poseen una alta eficiencia, esto se debe al aprovechamiento de los gases calientes de salida. La cogeneración tiene una gran importancia en el sector industrial, ya que el calor generado, puede ser utilizado en diferentes procesos industriales. Además, puede ser ampliamente utilizado en el sector residencial como calefacción para viviendas y edificios [23].

En la Figura 2.16 se puede ver un ejemplo de cogeneración y ciclo combinado.

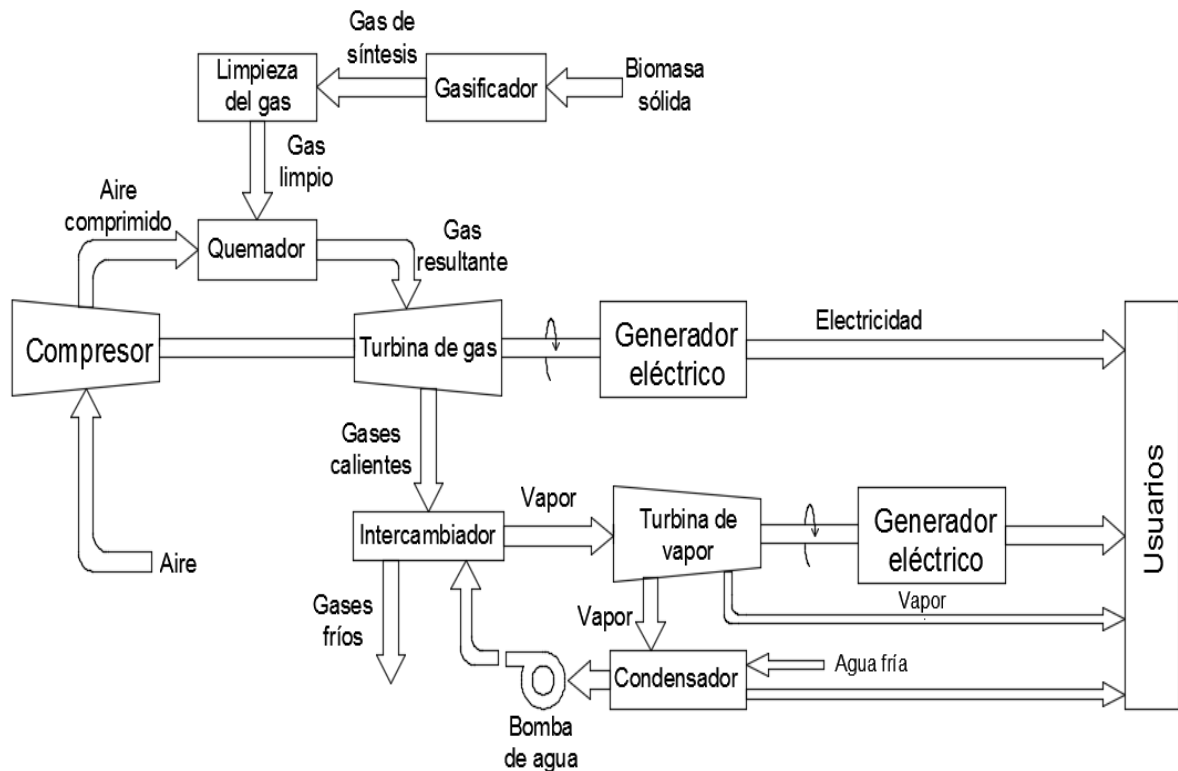


Figura 2.16. Planta de ciclo combinado y cogeneración.
Fuente: A. Carta, R. Calero, A. Colmenar, M. Castro, 2009.

2.7 Aspectos e impactos ambientales asociados a la generación de electricidad mediante biomasa

La biomasa constituye una fuente de energía renovable siempre y cuando esta se explote de manera racional; es decir, no utilizar cantidades superiores a lo que la naturaleza puede reponer. En otras palabras, se considera energía renovable si el ciclo de CO_2 es neutro, a diferencia de los combustibles fósiles que contribuyen al incremento de dióxido de carbono presente en la atmósfera. Los biocombustibles generan un 65% menos de CO_2 que los combustibles fósiles [20]. Si el ciclo de CO_2 no fuera neutro aun así se considerara menos contaminante que los combustibles tradicionales.

Entendemos como aspectos ambientales (causa) a las partes resultantes de una actividad, producto o servicios, inducidas por el hombre, que pueden interactuar de uno u otro modo con el medio ambiente, y que a su vez pueden generar cambios o alteración al medio ambiente, ya sea de forma positiva o negativa (impacto ambiental). Cualquier actividad o desastre natural no se considera como impacto ambiental, ya que no son generadas por el hombre.



Se puede decir que un aspecto ambiental es una causa, la cual ocasiona un efecto denominado impacto ambiental [24].

El aprovechamiento energético de la biomasa, dentro del esquema sostenible, es una actividad beneficiosa para el medio ambiente, tanto en la fase de extracción, así como en la fase de transformación energética del recurso.

Durante la fase de extracción de la biomasa residual forestal, entre los efectos positivos tenemos: disminución del riesgo de inicio y propagación de incendios forestales, se impide la proliferación de plagas y ataque de insectos y hongos, creación de puestos de trabajo. Entre los aspectos negativos: aumento de la erosión por retirada total de la base del tronco y parte de la raíz del árbol (tocón del árbol), aumento de la erosión por retirada de todas las ramas de la poda, lo que ocasiona que las gotas de lluvia incidan directamente y con mayor fuerza sobre el suelo, aumentando la erosión por escorrentía y arroyada, y empobrecimiento del suelo por retirada de nutrientes. Este último problema aparece cuando se extraen las hojas [10].

Además de los problemas que origina la erosión del suelo, se tienen problemas por la retirada de residuos y troncos debido a que estos producen un fuerte rozamiento con el suelo, que puede ser atacada por las lluvias y provocar problemas de escorrentía. También, problemas de erosión se presentan por compactación del suelo, por pisoteo de los operarios y por efecto compactante de las máquinas en la fase de saca de residuos forestales y fustes [10].

La extracción de los residuos forestales genera efectos químicos sobre el suelo, esto depende del porcentaje de azufre y nitrógeno que contienen los residuos. La extracción de la madera afecta muy poco a la química del suelo; ya que, el azufre está presente en porcentajes considerables en las hojas, flores y frutos; sino se retiran estos productos, el azufre sigue permaneciendo en el ecosistema manteniendo el balance químico. En otras palabras, extraer residuos lignocelulósicos no retira nutrientes del suelo, por otra parte, si se extraen residuos como las hojas y frutos, entonces se empobrece químicamente el suelo [10].

Durante la fase de transformación energética del recurso, algunos de los productos resultantes de la combustión directa son: dióxido de carbono y agua, material particulado (PM) y en ciertos elementos que contienen azufre y nitrógeno, óxidos de azufre (SOx) y nitrógeno (NOx) (elementos que participan en la generación de lluvia ácida). Esto depende del tipo de biomasa, proceso o tecnología empleada para su conversión en energía [20].



En la Tabla 2.10 se indican las causas y efectos, más comunes, ocasionados por centrales de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, en la fase de construcción, operación y abandono del proyecto.

Tabla 2.10. Resumen de los impactos ambientales más frecuentes de centrales de generación de energía eléctrica con biomasa. Fuente: Ministerio de energía, Chile 2012.

Fase del proyecto	Acciones o actividades que pueden causar impactos	Potenciales impactos ambientales
Construcción	Transporte de insumos, residuos y mano de obra. - Emisiones de material particulado (MP) - Emisión de ruido	Aumento de la concentración ambiental de MP y gases. Aumento de los niveles de ruido en el entorno del proyecto.
	Construcción de caminos de acceso - Atravesos de causes, regadíos, riberas, otros recursos hídricos	Efectos en recursos naturales: - Recursos hídricos: cambio en las condiciones de escorrentía superficial - Impactos en la flora y fauna asociada al ecosistema hídrico
	Acondicionamiento del terreno para construir o habilitar todas las partes y obras del proyectos - Corta de vegetación - Movimiento de tierras: emisión de MP. - Emisiones de ruido y vibraciones	Efectos en recursos naturales: - Pérdida o destrucción de suelos - Pérdida o fragmentación de la vegetación - Pérdida o modificación de ambientes para la fauna terrestre Aumento de la concentración en el ambiente de MP Aumento de los niveles de ruido y vibraciones en el entorno del proyecto
	Construcción de líneas o tendidos eléctricos	Efectos en recursos naturales renovables: - Pérdida o destrucción de suelos - Pérdida o fragmentación de la vegetación - Pérdida o modificación de ambientes para la fauna terrestre



	Generación de residuos de la construcción.	Dependiendo de su manejo
Operación	Emplazamiento de las partes del proyecto, incluyendo tendidos eléctricos	Afectación del valor paisajístico y turístico de la zona.
	Transporte de biomasa - Emisiones de MP y gases - Emisión de ruido	Aumento de la concentración en el ambiente de MP y gases Aumento de los niveles de ruido en el entorno del proyecto.
	Manejo del biocombustibles - Emisión de olores	Aumento de la concentración en el ambiente de gases odoríficos.
	Operación de la caldera - Emisión de MP y gases - Residuos de cenizas	Aumento de la concentración en el ambiente de MP y gases Dependiendo de su manejo
	Operación del sistema de enfriamiento - Emisiones de gases - Emisiones líquidas	Aumento de la concentración en el ambiente de gases Dependiendo de su manejo
	Operación del sistema de control de emisiones asociado a la generación eléctrica con biomasa. - Residuos de sales y otros generados por el control de SO ₂ - Emisiones líquidas generadas por el control de SO ₂ - Residuos de partículas generados por el control de MP.	Dependiendo de su manejo Dependiendo de su manejo Dependiendo de su manejo
	Operación de tendidos eléctricos - Emisiones de ruido - Emisiones electromagnéticas.	Efectos en recursos naturales renovables: perturbación y/o pérdida de fauna (colisión de aves) Aumento de los niveles de ruido en el entorno del proyecto. Aumento del nivel de radiación electromagnético en el ambiente



Cierre	Tránsito y funcionamiento de camiones y de maquinaria a combustión	Efectos en recursos naturales renovables: perturbación y/o pérdida de fauna (colisión de aves)
	Trasferencia de materia (escombros).	
	<ul style="list-style-type: none">- Emisiones de MP y gases por motores de combustión interna- Emisiones de MP suspendido- Emisiones de ruido	<p>Aumento del nivel ambiental de radiación electromagnética.</p> <p>Aumento de los niveles de ruido en el entorno del proyecto.</p>



CAPÍTULO 3

3 ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE BIOMASA LIGNOCELULÓSICA DISPONIBLE EN LA GRANJA

3.1 Determinación de la cantidad de biomasa disponible en el bosque de pinos

3.1.1 Métodos

El cálculo de biomasa es el primer paso para evaluar la productividad de los ecosistemas y la contribución de los bosques tropicales en el ciclo global del carbono. Existen dos métodos para estimar volumen, biomasa y carbono en ecosistemas forestales: directo e indirecto [25].

Método directo: Es denominado también método destructivo y consiste en medir los parámetros básicos de un árbol (diámetro a la altura del pecho-DAP, altura total, diámetro de copa y longitud de copa, etc.), derribarlo y calcular la biomasa pesando cada uno de los componentes (fuste, ramas, raíces y follaje). El método radica en la extracción física de los árboles proporcional a la frecuencia relativa de la población. Es utilizado para la construcción de ecuaciones alométricas y factores de expansión de biomasa y carbono.

Método indirecto: Es utilizado cuando existen árboles de grandes dimensiones y en casos en los que se requiere conocer el carbono de un bosque sin necesidad de derribar los árboles. En éste método se cubica y estima el volumen de las trozas con fórmulas dendrométricas. Se toman muestras de madera del componente del árbol y se pesan en el campo, luego se calcula en el laboratorio los factores de conversión de volumen a peso seco, es decir, la gravedad específica verde y la gravedad específica seca o densidad básica en gramos por centímetro cúbico.

3.1.2 Estimación por ecuaciones alométricas

Para entender el concepto de ecuaciones alométricas es necesario saber que la alometría estudia los patrones de crecimiento de los seres vivos y las proporciones de sus partes en relación a las dimensiones totales. Entonces, una ecuación alométrica de biomasa es una herramienta matemática que permite conocer, de forma simple, la cantidad de biomasa de un árbol por medio de la medición de otras variables de fácil obtención; es decir, los

modelos alométricos son ecuaciones matemáticas que relacionan la biomasa con variables del árbol medibles en pie, tales como: el DAP, altura total y diámetro de copa, principalmente. Para el desarrollo de estos modelos es necesario realizar un muestreo destructivo de árboles [26].

La biomasa total de cada árbol se obtiene mediante la suma de la biomasa de los distintos componentes del árbol. Una vez obtenida la biomasa total de los árboles muestreados se trata de obtener, mediante técnicas estadísticas (métodos de regresión lineal), relaciones directas entre la biomasa total del árbol y las variables del mismo medidas en pie. Para el cálculo de biomasa viva con base en ecuaciones alométricas basta con diseñar un muestreo estadísticamente representativo en el que se midan las variables independientes de la ecuación alométrica seleccionada [25].

3.1.2.1 Regresión lineal simple

El análisis de regresión lineal es una técnica estadística utilizada para estudiar la relación entre variables. Con frecuencia resulta de interés conocer el efecto que una o varias variables pueden causar sobre otra, e incluso predecir en mayor o menor grado valores de una variable a partir de otra. El caso del modelo de regresión más sencillo es la construcción de una recta que modele la relación que hay entre la variable respuesta Y , y la variable predictora X (regresión lineal simple) [27]. El modelo tiene la forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + e \quad (3)$$

donde β_0 y β_1 se denominan coeficientes de regresión y son, respectivamente la ordenada en el origen (punto de corte con el eje Y) y la pendiente de la recta del modelo de regresión. En la ecuación e es el error aleatorio, representa la diferencia entre el valor ajustado por la recta y el valor real.

El proceso de estimación de la recta de regresión consiste en hallar los coeficientes de regresión β_0 y β_1 (usualmente mediante el criterio de mínimos cuadrados) para obtener la ecuación de la recta:

$$\hat{Y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X + e \quad (4)$$

donde \hat{Y} denota el valor ajustado por la recta para el valor observado X .

El mejor ajuste será el que minimice el error residual (suma de los cuadrados de los residuos SCE) [27].

$$SCE(\beta_0, \beta_1) = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{\beta}_0 - \hat{\beta}_1 X_i)^2 \quad (5)$$



Este mínimo se obtiene calculando las derivadas parciales de SCE con respecto a β_0 y β_1 , y al buscar los valores de β_0 y β_1 que anulan esas derivadas parciales [28]. Esto significa que, de todas las rectas posibles, existe una y sólo una que consigue que las distancias verticales entre cada punto y la recta sean mínimas.

Al ajustar una regresión lineal simple, el coeficiente de determinación, en general llamado R^2 , mide la calidad de dicho ajuste, debido a que está directamente vinculado a la varianza residual. El coeficiente de determinación se interpreta como la razón entre la varianza explicada por el modelo y la varianza total; está comprendido entre 0 y 1; cuanto más próximo de uno es, mejor es la calidad del ajuste [28].

3.1.3 Determinación de la biomasa

Existen varias ecuaciones destinadas a la estimación de la biomasa aérea forestal disponibles en la literatura; sin embargo, la que aquí se expone es la presentada por D. Díaz Franco [29], debido a que este modelo se ha empleado en varios estudios para determinar la biomasa aérea de los árboles y a su similitud con el presente caso de estudio.

$$Y = b \cdot X^k \quad (6)$$

donde

- Y es la biomasa aérea (kg),
- X es el DAP (cm)
- b y k son los parámetros de la función

Según el autor, la preferencia por este modelo se debe a que expresa una proporcionalidad de los incrementos relativos entre dos componentes del árbol, y además es ampliamente consistente para distintas formas de crecimiento.

La expresión anterior, en su forma lineal, mediante transformación logarítmica es la ecuación (7):

$$\ln Y = \ln b + k \ln X \quad (7)$$

Al ajustar la ecuación en función del diámetro normal, la ecuación determinada para estimar la biomasa queda expresada como (8):

$$B = 0.0357 \text{ DAP}^{2.6916} \quad [29] \quad (8)$$

donde:

- B es la biomasa (kg)
- DAP es el diámetro a la altura del pecho (cm).

Presentando un coeficiente de determinación $R^2 = 0.98$.



Del área total de estudio (144 ha de bosque de pino) se tiene información de cinco parcelas, cada una cuenta con 1000 m² y datos tales como: la cantidad de árboles, la distancia de separación entre árboles, el DAP, altura, pendiente, altitud, ubicación, estado fitosanitario y calidad del fuste de cada árbol. La metodología consiste en aplicar la *ecuación (8)* para calcular la biomasa de cada árbol y posteriormente realizar una sumatoria para obtener la cantidad de biomasa disponible por parcela. Con este último dato y aplicando el método de proporcionalidad se halló la cantidad de biomasa disponible por hectárea (asumiendo las condiciones de cada parcela) y, al promediar los resultados de cada parcela se estimó la cantidad de biomasa “real” disponible por hectárea; que finalmente es multiplicada por el área total de estudio para obtener la cantidad total de biomasa disponible en las 144 ha.

Los datos usados fueron obtenidos del inventario forestal del proyecto “Propagación de especies nativas y enriquecimiento florístico en tres diferentes tipos de cobertura en plantaciones de pino (*Pinus patula*) en las granjas de Irquis y Nero, provincia del Azuay” ejecutado por la Facultad de Agronomía y financiado por la Dirección de Investigaciones de la Universidad de Cuenca. Este trabajo se muestra en el Anexo 1.

3.2 Determinación de la cantidad de humedad y poder calorífico

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético de la biomasa forestal, la humedad es una variable importante, ya que tiene una gran influencia en el poder calorífico [10]. Lo que proporciona calor al arder es la materia seca. Un material, con valor de humedad elevada, posee menos materia seca; por lo tanto, al combustionar la biomasa, el calor resultante será bajo. Asimismo, cuanto mayor humedad exista en la biomasa mayor resultará el calor invertido para evaporar el agua; es decir, cuanto mayor es la humedad menor es el poder calorífico del material [10].

3.2.1 Determinación del contenido de humedad

La determinación del contenido de humedad se realiza siguiendo las especificaciones de la normativa ASTM E817–82. Este método de ensayo permite determinar la humedad en base del peso total de la muestra; es decir, permite determinar el porcentaje de masa de agua que contiene la muestra con respecto a su masa total [30]. De acuerdo con la normativa, este porcentaje se determina estableciendo una relación de pérdida de peso entre la muestra “fresca” y la muestra cuando se calienta bajo condiciones controladas de temperatura, tiempo y presión.

Debido a la dificultad de obtener una cantidad de muestras suficiente para realizar un muestreo estadístico representativo, y a que en este estudio solo es necesario una aproximación válida de la humedad de los árboles, tan solo se podaron dos ramas correspondientes a dos árboles de pino ubicados en dirección sur de la granja a una distancia de 50 y 500 metros respectivamente de la vía Principal. Para las pruebas de laboratorio, de cada muestra se tomaron 4 submuestras. La descripción de estas en la Tabla 3.1.

*Tabla 3.1. Descripción de las submuestras.
Fuente: Autores.*

Muestra	Descripción
1.1	Rama principal, árbol 1
1.2	Ramas secundarias, árbol 1
1.3	Ramillas y agujas , árbol 1
1.4	Agujas, árbol 1
2.1	Rama principal, árbol 2
2.2	Ramas secundarias, árbol 2
2.3	Ramillas y agujas , árbol 2
2.4	agujas, árbol 2

Las submuestras fueron almacenadas en recipientes de vidrio y posteriormente pesadas en conjunto, para luego ser colocados en la estufa de secado durante 24 horas a una temperatura de 103°C [31]. La normativa indica que después de transcurridas 16 horas se debe retirar la muestra y pesarla, colocarla nuevamente en la estufa durante 2 horas y volver a pesarla. Se debe realizar este proceso una y otra vez hasta que las variaciones de pesos varíe menos del 0.2%. Con el tiempo de 24 horas se aseguró que la variación de pesos sea menor al valor estipulado en la norma.

El contenido de humedad se obtiene de la ecuación (9).

$$\%Humedad = \left[\frac{W_i - W_f}{W_i - W_c} \right] \times 100 \quad [31] \quad (9)$$

donde:

W_i - masa húmeda + recipiente

W_f - masa seca + recipiente

W_c - peso del recipiente

El proceso fue llevado a cabo usando equipos del laboratorio del Proyecto Hidrógeno de la Facultad de Ciencias Químicas de la Universidad de Cuenca. Las muestras y los equipos usados se muestran en la Figura 3.1 y Figura 3.2.



Figura 3.1. Muestras de laboratorio correspondientes a las agujas y ramas secundarias antes (izquierda) y después (derecha) del proceso de secado. Fuente: Autores.



Figura 3.2. Equipos de laboratorio usados en el proceso de secado de las muestras: balanza (izquierda), estufa (derecha). Fuente: Autores.

3.2.2 Determinación del poder calorífico

Se define como poder calorífico a la cantidad de calor liberado cuando un combustible se quema por completo [16]. Por lo mencionado anteriormente, el poder calorífico es uno de los parámetros principales para determinar el potencial energético de la biomasa.

Aunque existen fórmulas empíricas para determinar el poder calorífico superior (ecuación 1), en este estudio se lo determina mediante el uso de la bomba calorimétrica (Figura 3.4) del laboratorio de Termodinámica y Fisicoquímica de la Facultad de Ciencias Químicas. Es importante mencionar que, como paso previo, las submuestras fueron trituradas usando el molino del laboratorio del Proyecto Hidrógeno (Figura 3.3).



Figura 3.3. Molino (izquierda); muestras trituradas (derecha).
Fuente: Autores.



Figura 3.4. Bomba calorimétrica empleada para determinar el poder calorífico de las muestras.
Fuente: Autores.

3.3 Determinación de la cantidad de biomasa seca aprovechable

La biomasa estimada con fines energéticos (residuos forestales) corresponde a aquella que sobra al extraer la biomasa aserrable y pulpable de una plantación forestal [32]. El porcentaje de residuos de corte final de un pino oscila entre 25% y 30% de su masa total, siendo un valor recomendado tomar el 28%. Adicionalmente, si el proceso de aserrado se lo realiza en campo, el porcentaje de residuos totales asciende aproximadamente a un 45% [10]. Por lo tanto, la biomasa aprovechable con fines energéticos en la Hacienda Irquis de la Universidad de Cuenca, de acuerdo al escenario de manejo propuesto (es decir, usando solamente los residuos que resultarían luego de los procesos de corte y aserrado, aunque también se hacen cálculos para toda la biomasa que podría resultar) se determina mediante la ecuación (10).

$$BT_{aprovechable} = B_{total} * \%residuos/100 \quad (10)$$

3.4 Resultados

3.4.1 Estimación de la biomasa

Debido a las diferentes distancias entre árboles presentes en cada parcela, la cantidad de árboles por parcela varían entre 48 y 54, dando lugar a una evidente variación de biomasa por hectárea, las cuales oscilan entre 134 y 214 Mg ha⁻¹. Los resultados se presentan en la Tabla 3.2.

*Tabla 3.2. Estimación de la biomasa seca disponible.
Fuente: Autores.*

N° parcela	N° arboles	Biomasa (Mg)	
		Parcela	Hectárea
1	56	13,42	134,19
2	64	21,39	213,87
3	59	17,53	175,33
4	51	17,82	178,24
5	48	17,65	176,53
Promedio		175,63	
Biomasa total (144 ha)		25290,83	

$1 \text{ Mg} = 10^6 \text{ g}$

3.4.2 Estimación del contenido de humedad

Los valores de humedad de las muestras oscilan en el rango de 35-50%, dando como promedio aproximado 44% (Tabla 3.3), dato que está sujeto a cambios si en un futuro se decide llevar a cabo el proyecto; esto debido a que la humedad presenta variaciones (mayores en hojas y ramas) a lo largo del año.

*Tabla 3.3. Resultados obtenidos en el proceso de secado.
Fuente: Autores.*

Muestras	W _i	W _f	% Humedad
1,1	208,93	178,85	36,23
1,2	213,73	171,03	48,62
1,3	185,37	156,36	48,77
1,4	154,42	141,11	46,67
2,1	208,03	170,58	45,60
2,2	209,87	179,10	36,64
2,3	187,48	159,29	45,78
2,4	155,47	142,44	44,05
W_c (gr)	125,899	Promedio	44,04

3.4.3 Estimación del poder calorífico

Los resultados del poder calorífico superior PCS de cada muestra de laboratorio se indican en la Tabla 3.4. Es importante mencionar que, en los cálculos y análisis posteriores, el PCS empleado es el promedio de los resultados obtenidos de cada muestra.

*Tabla 3.4. Resultados obtenidos por la bomba calorimétrica (PCS).
Fuente: Autores.*

Muestra	Poder Calorífico (kJ/kg)
1,1	19453
1,2	19599
1,3	19698
1,4	19995
2,1	19057
2,2	19283
2,3	19478
2,4	19361
Promedio	19490,5

3.4.4 Estimación de la cantidad de biomasa seca aprovechable

Para la estimación de biomasa seca aprovechable se plantean tres escenarios:

- Considerando la totalidad de biomasa para la generación de energía (100%).
- Considerando residuos de corte final y aserrío para la generación de energía (45%) [10].
- Considerando únicamente residuos de corte final para la generación de energía (28%) [10].

La cantidad de biomasa seca aprovechable para los distintos escenarios se presenta en la Tabla 3.5.

*Tabla 3.5. Biomasa seca aprovechable.
Fuente: Autores.*

	100%	45%	28%
BT_{aprovechable} (Mg)	25290.83	11380.87	7081.43

Se puede observar que el mejor escenario para el aprovechamiento de los residuos forestales es el de 45%; ya que el 28% representa una cantidad que pondría en riesgo la viabilidad del proyecto; además el uso total del bosque de pinos no es recomendado, debido a que se obtendrían mejores beneficios en la industria, y a que el objetivo de las plantaciones forestales está dirigido hacia la industria maderera.



CAPÍTULO 4

4 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA GRANJA

4.1 Elección de la tecnología de aprovechamiento de la biomasa.

La tecnología que mejor se adapta a las condiciones de uso de la biomasa en este trabajo es el Ciclo Rankine o ciclo de vapor. Si bien se podría optar también por la tecnología de gasificación, se ha preferido combustión. Entre los principales motivos por los que se optó por el Ciclo Rankine están:

- a) La combustión directa de biomasa es el método más idóneo y económico, debido a que en el diseño no representa muchas complejidades,
- b) Es el esquema más conocido para aprovechamiento de la biomasa dentro del país [6], y
- c) El rango de eficiencia de las calderas de vapor está entre 65 y 85% [21].

Algunos de los motivos por lo cual se descarta un sistema basado en la gasificación son:

- a) En Ecuador, la experiencia en gasificación no ha alcanzado un nivel de madurez adecuado; es decir, es una tecnología poco conocida y que no ha sido probada lo suficiente dentro del país,
- b) La dificultad que presenta la limpieza y tratamiento de los gases producidos,
- c) Cuenta con eficiencias entre 11% hasta el 28% dependiendo del tamaño de la planta y
- d) Es una tecnología que podría resultar más cara que la combustión (en el orden de 950 a 1430 USD por kW instalado (precios en China)) [6].

En este trabajo no se incluye la densificación de la biomasa. Estudios efectuados en el país han demostrado que el briquetado de biomasa no es atractivo desde el punto de vista económico, debido al bajo costo nacional de los combustibles, la baja atención a los combustibles alternativos y problemas con la higroscopicidad de las briquetas, pues después de un tiempo se fragmentan [6]. Adicionalmente, en este trabajo se propone que la biomasa sea empleada en la misma granja, lo que hace innecesario transportar la biomasa.

4.2 Cálculo del potencial energético

Una vez determinado el poder calorífico superior PCS, la cantidad de humedad y el porcentaje de hidrógeno²; el poder calorífico inferior PCI en función de estos parámetros se obtiene aplicando la *ecuación (2)*. Para estandarizar los resultados, se calcula el PCI a distintos niveles de humedad (Figura 4.1), tomando los valores de 0 y 30% como rango de interés, debido a la higroscopia de la madera y a su tendencia natural de mantener un “contenido de humedad en equilibrio”; término que está relacionado con el estudio del intercambio de agua en estado de vapor entre la atmosfera y el combustible [33].

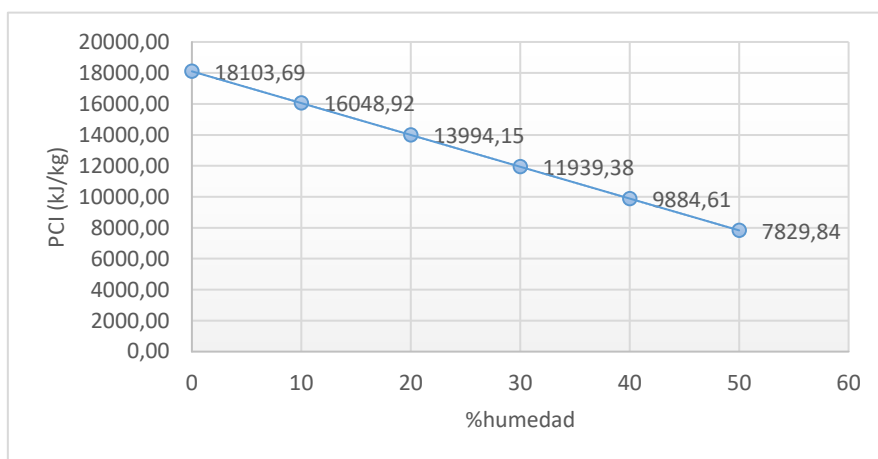


Figura 4.1. Relación entre PCI y %humedad
Fuente: Autores.

Como se mencionó en el capítulo 3, los cálculos a efectuarse se los realiza contemplando la total disponibilidad de la biomasa para la generación de energía eléctrica (100%), la disponibilidad de los residuos de corte final y aserrío (45%) y la disponibilidad de tan solo los residuos de corte final (28%). Por otro lado, un horizonte de tiempo prudente, en el que se proyecta la evacuación de la energía biomásica existente será en 3 o 5 años. Esto se justifica debido al manejo sostenible de la plantación forestal que se deberá realizar; es decir, se podará de forma planificada una fracción del área total del bosque en cada año, luego se reforestarán con la misma especie u otra con mayores beneficios energéticos o industriales. En el caso de reforestar con la misma especie, los años planteados, son el lapso de tiempo donde dan inicio las acciones silvícolas (podas, raleo, clareos, etc.) de las nuevas plantaciones de *Pinus patula* [34]. Por lo dicho anteriormente, la potencia teórica disponible en cada uno de los escenarios se presenta en la Tabla 4.1.

² El porcentaje de hidrógeno de los residuos de *Pinus patula* es 6.35% [51].

La potencia se determina mediante la ecuación (11). El poder calorífico inferior PCI varía de acuerdo al contenido de humedad; por ende, los análisis realizados se presentan en diferentes escenarios en función del PCI.

$$P_{biomasa} = (BT_{aprovechable} * PCI)/t \quad (11)$$

Donde t es tiempo expresado en segundos

Tabla 4.1. Potencial energético de la biomasa.
Fuente: Autores.

Años	P _{biomasa} (kJ/s) a PCI _{0%} de humedad			P _{biomasa} (kJ/s) a PCI _{30%} de humedad		
	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%
3	4839.52	2177.78	1355.07	3191.66	1436.25	893.67
5	2903.71	1306.67	813.04	1915.00	861.75	536.20

4.3 Selección de los equipos para el proceso de conversión de energía y determinación del potencial eléctrico.

En el mercado existe una variada gama tanto de calderas como de turbinas de vapor disponibles. Un factor importante para la selección de los equipos es el tipo de vapor con el que estos trabajan, siendo el recomendado para aplicaciones de generación de energía eléctrica el vapor sobrecalentado, ya que presenta una mayor eficiencia térmica en la turbina.

4.3.1 Selección de la caldera

La selección de la caldera se basa principalmente en el potencial biomásico disponible y masa de vapor requerido; además de las presiones y temperaturas características del vapor sobrecalentado.

La potencia del vapor generado por una caldera (P_{vapor}) se calcula multiplicando el potencial biomásico ($P_{biomasa}$) por la eficiencia de la caldera ($\eta_{caldera}$), que está en el orden de 77% [35].

$$P_{vapor} = P_{biomasa} * \eta_{caldera} \quad (12)$$

A partir de este valor se calcula la masa de vapor (dato fundamental para la selección de la caldera) que se podría generar a partir de la energía disponible en la biomasa, mediante la ecuación (13).

$$m_{vapor} = P_{vapor} / \Delta h \quad (13)$$

Donde:

Δh - diferencia entre la entalpía del vapor y del agua.

entalpía del vapor a 500°C y 3 MPa³: 3455,91 kJ/kg [36].

entalpía del agua: 419 kJ/kg [36].

Los cálculos realizados se los presenta en el Anexo 2. La caldera que se ajusta a los parámetros requeridos es la CALDEIRA FLAMOTUBULAR GRELHA FIXA, de procedencia brasileña diseñada por la compañía ENGECASS [37]. A continuación, se presenta la caldera y las principales especificaciones técnicas.



- Combustible	Leña o pellets
- Tipo	Vapor
- Generación de vapor	Sobrecalentado
- Temperatura	1 a 30 T/h
- Presión	>374°C
	3 MPa

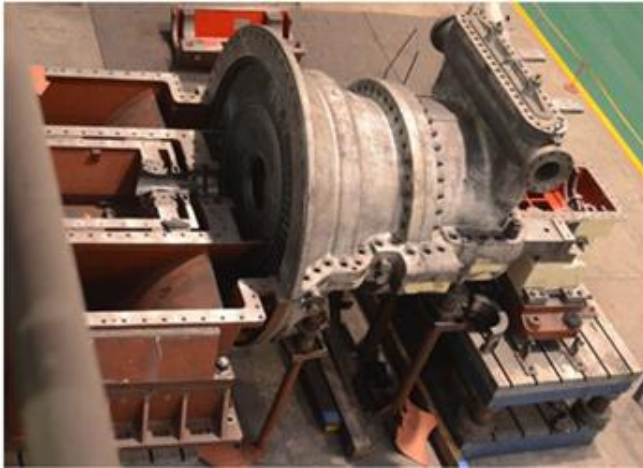
Figura 4.2. Caldeira flamotubular grelha fixa.

Fuente: <http://www.engecasscaldeiras.com.br/produtos/caldeiras>.

4.3.2 Selección del grupo turbina-generador

El grupo turbina-generador es seleccionado de acuerdo a la potencia, temperatura y presión del vapor generado por la caldera. La turbina y generador seleccionados son los ofertados por la compañía QNP (Quingneg Power), ya que ofrecen una alta gama de productos que se ajustan a lo requerido [38]. Las Figuras 4.3 y 4.4 muestran la turbina y el generador eléctrico, respectivamente, con sus principales especificaciones técnicas.

³ El vapor a 500°C y 3 MPa son parámetros comunes para calderas de biomasa que trabajan con vapor sobrecalentado.



- Tipo	Vapor sobrecalentado
- Temperatura	500°C
- Presión	3 MPa
- Potencia nominal máxima	1.5MW

Figura 4.3. Turbina de vapor sobrecalentado.
Fuente: <http://qn-powertech.com>.



- Tipo	4 Polos
- Voltaje nominal	6.3 kV
- Potencia nominal	1.5 MW
- Eficiencia	95.60%
- Frecuencia	60 Hz

Figura 4.4. Generador eléctrico.
Fuente: <http://qn-powertech.com>.

4.3.3 Cálculo del potencial eléctrico

La determinación del potencial eléctrico parte de la cantidad de energía potencialmente disponible en la biomasa; a partir de este valor se estima la potencia del vapor, el cual depende de la eficiencia de la caldera. Adicionalmente, esta potencia es multiplicada por la eficiencia del grupo turbina-generator.

$$P_{eléctrica} = P_{vapor} * \eta_{turbina} * \eta_{generator} \quad (14)$$

Los cálculos realizados se los presentan en el Anexo 2. En las siguientes tablas se indican los resultados del potencial biomásico, potencia del vapor, masa de vapor generado y potencial eléctrico para los diferentes escenarios de interés.



Tabla 4.2. Resultados a $PCI_{10\%}$ de humedad proyectados a 3 años.
Fuente: Autores.

3 años	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830.00	11380873.50	7081432.40
Flujobiomasa (kg/s)	0.27	0.12	0.07
P _{biomasa} (kJ/s)	4839.52	2177.78	1355.07
P _{vapor} (kJ/s)	3726.43	1676.89	1043.40
P _{eléctrica} (kW)	2146.42	965.89	601.00
E _{eléctrica} (kWh)	56408013.90	25383606.20	15794243.90
E _{eléctrica} (MWh)	56408.01	25383.61	15794.24
m _{vapor} (t/h)	4.42	1.99	1.24

Tabla 4.3. Resultados a $PCI_{10\%}$ de humedad proyectados a 5 años.
Fuente: Autores.

5 años	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830.00	11380873.50	7081432.40
Flujobiomasa (kg/s)	0.16	0.07	0.04
P _{biomasa} (kJ/s)	2903.71	1306.67	813.04
P _{vapor} (kJ/s)	2235.86	1006.14	626.04
P _{eléctrica} (kW)	1287.85	579.53	360.60
E _{eléctrica} (kWh)	56408013.88	25383606.25	15794243.89
E _{eléctrica} (MWh)	56408.01	25383.61	15794.24
M _{vapor} (t/h)	2.65	1.19	0.74



*Tabla 4.4. Resultados a $PCI_{30\%}$ de humedad proyectados a 3 años.
Fuente: Autores.*

3 años	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830.00	11380873.50	7081432.40
Flujo _{biomasa} (kg/s)	0.27	0.12	0.07
P _{biomasa} (kJ/s)	3191.66	1436.25	893.67
P _{vapor} (kJ/s)	2457.58	1105.91	688.12
P _{eléctrica} (kW)	1415.57	637.00	396.36
E _{eléctrica} (kWh)	37201082.97	16740487.34	10416303.23
E _{eléctrica} (MWh)	37201.08	16740.49	10416.30
m _{vapor} (t/h)	2.91	1.31	0.82

*Tabla 4.5. Resultados a $PCI_{30\%}$ de humedad proyectados a 5 años.
Fuente: Autores.*

5 años	Escenario 1 100%	Escenario 2 45%	Escenario 3 28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830.00	11380873.50	7081432.40
Flujo _{biomasa} (kg/s)	0.16	0.07	0.04
P _{biomasa} (kJ/s)	1915.00	861.75	536.20
P _{vapor} (kJ/s)	1474.55	663.55	412.87
P _{eléctrica} (kW)	849.34	382.20	237.82
E _{eléctrica} (kWh)	37201082.97	16740487.34	10416303.23
E _{eléctrica} (MWh)	37201.08	16740.49	10416.30
m _{vapor} (t/h)	1.75	0.79	0.49

El dimensionamiento de los equipos se realiza a partir de los resultados obtenidos de una disponibilidad del 45% de la biomasa total, ya que con el 28%, el potencial obtenido es muy bajo, lo cual podría conducir a una no viabilidad del proyecto. Por lo anterior, la potencia instalada del proyecto será de 0.6 MW en 5 años con $PCI_{0\%}$ de humedad o 1 MW en 3 años con $PCI_{0\%}$ de humedad. Se considera los dos escenarios a un PCI a 0% de humedad, debido a que el dimensionamiento de la planta se realiza para el mejor de los casos.

4.4 Aporte energético del proyecto

4.4.1 Demanda eléctrica de la granja

La granja recibe una alimentación trifásica en baja tensión desde el transformador #2957 P, el cual es abastecido por una red de medio voltaje de 22 kV a través del alimentador 0521 de la empresa eléctrica Centrosur. Para determinar la curva de demanda, se registró la energía mediante el analizador de red (fluke 435) por 6 días en intervalos de tiempo de diez minutos [5]. Estas curvas se muestran en la Figura 4.5.

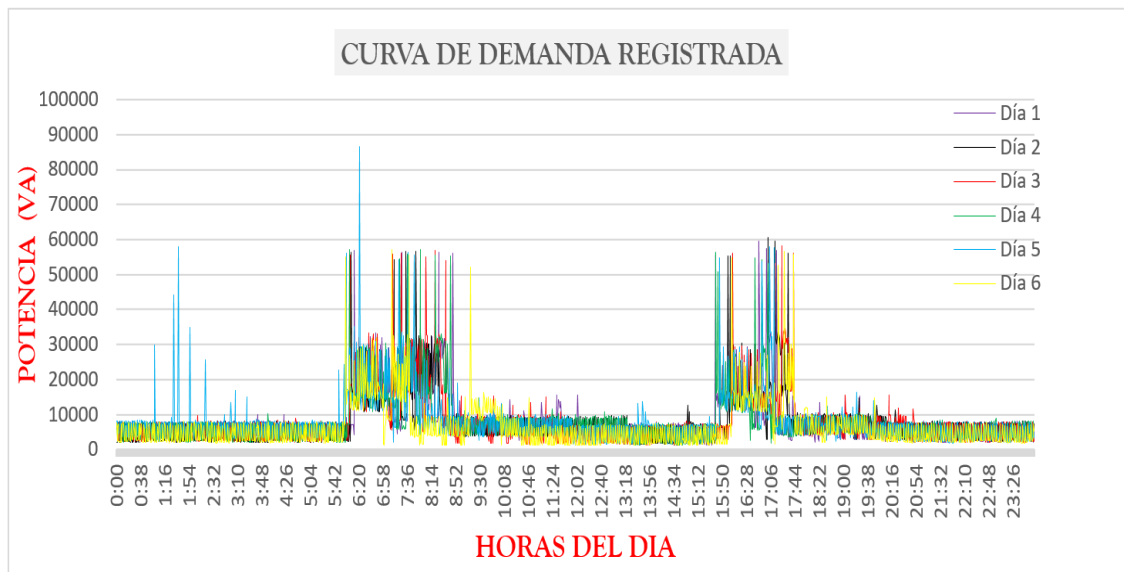


Figura 4.5. Curva de demanda.
Fuente: P. Idrovo, R. Romero, 2017.

De las mediciones eléctricas obtenidas con el analizador de red, se tiene una máxima demanda de 86,71 kVA [5]. Los valores de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en las Tablas 4.6; adicionalmente, la Tabla 4.7 muestra el consumo mensual⁴ de los diferentes puntos de carga de las instalaciones de la Universidad de Cuenca.

⁴ Consumo mensual de cada medidor de energía desde el mes de septiembre del 2016 hasta el mes de julio del 2017. Información obtenida de la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. Anexo 3.



Tabla 4.6. Registro de Potencias.
Fuente. P. Idrovo, R. Romero, 2017.

POTENCIA ACTIVA	
Fase Identificada	Demanda Media (kW)
Fase A	24.29
Fase B	5.16
Fase C	10.92
Total	40.37
POTENCIA REACTIVA	
Fase Identificada	Demanda Media (kVAR)
Fase A	3.03
Fase B	2.38
Fase C	21.18
Total	26.59
POTENCIA APARENTE	
Fase Identificada	Demanda Media (kVA)
Fase A	24.32
Fase B	5.52
Fase C	23.68
Total	53.52

Tabla 4.7. Registro de consumo promedio mensual.
Fuente: Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A.

Número de medidor	Promedio de consumo (kWh/mes)	Ubicación Referencial
3805604	5,108.10	Loja
6646805	105.9	
4604267	4,962.67	Tarqui y Pio Bravo-Tarapzha
4914461	167.61	Tarqui y Pio Bravo-Tarapzha
04385360	3,340.65	Loja
2799566	12,846.05	Aurelio Aguilar y Agustín Cueva
05435149	2,626.54	Victoria del Portete
03883208	37,173.50	Av. 12 de abril
02798888	34,021.61	Av. 12 de abril
04346415	8,596.63	Víctor M. Albornoz y Rafael Fajardo
04674507	14,507.67	Av. 12 de abril
9277798	2,384.69	Amado Nervo-Nero
4914399	10,735.20	Paraíso
6014790	41,422.10	Av. 12 de abril y Agustín Cueva Tamariz
14626383	6,768.60	Paraíso
4346400	12,436.54	Inés Salcedo y Agustín C. Tamariz
9876459	13,198.81	Av. 12 de abril y Fray V. Solano
17548500	4,111.02	Pasaje del Paraíso
2798868	18,520.07	Doce de Octubre y Don Bosco
Total	233,033.97	
Costo (USD)	15147.21	



4.4.2 Aporte energético a la demanda de la granja

La planta de biomasa, deberá ser capaz de suplir de energía y potencia, con las mejores condiciones, a la granja Irquis; y debido a la magnitud del proyecto, la energía que reste deberá ser inyectada al sistema nacional interconectado. El análisis se realiza con relación a la demanda energética mensual de la granja y a la energía generada por el proyecto, asumiendo que la planta trabaja 21 horas al día los 365 días del año. La Tabla 4.8 indica la energía demandada por la granja Irquis, la energía generada por el proyecto y la diferencia entre estas.

Tabla 4.8. Energía demandada, generada y excedente.

Fuente: Autores.

(kWh/mes)	PCI _{0%} de humedad		PCI _{30%} de humedad	
Energía demandada por la granja Irquis	2,626.54		2,626.54	
	Planta 1 MW	Planta 0.6 MW	Planta 1 MW	Planta 0.6 MW
Energía generada	608,510.70	365,103.90	401,313.05	240,787.83
ΔE	605,884.16	362,477.36	398,686.51	238,161.29

Es evidente que el proyecto es capaz de suplir la energía requerida por la granja en todos los casos descritos, además de contar con suficiente capacidad de generación para inyectar energía al sistema nacional interconectado.



CAPÍTULO 5

5 PREFACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

5.1 Aspectos e Impactos ambientales y sociales

Siguiendo la “Guía para la evaluación de impacto ambiental de centrales de energía eléctrica con biomasa y biogás” [39]. Se indican los principales aspectos e impactos ambientales y sociales que se presentarían en la fase de construcción, operación y abandono, de llevarse a cabo el proyecto.

5.1.1 Aspectos e impactos ambientales

Fase de construcción

- Pérdida de suelo y alteración paisajística relacionadas al acondicionamiento del terreno, ya que, se requiere extraer la capa vegetal del suelo para habilitar el lugar de emplazamiento del proyecto.
- Emisión a la atmósfera tanto de material particulado debido a: acondicionamiento del terreno, transferencia de material (tierra, áridos y residuos de la construcción), tránsito o circulación de camiones y maquinaria por caminos, erosión de material (tierra y áridos) acopiado en pilas y actividades constructivas de las obras; como de gases ocasionados principalmente por la combustión de maquinarias y vehículos.
- Emisiones líquidas tales como: aguas servidas correspondientes al agua residual de cocina, lavamanos, escusados y duchas u otras propias de la construcción, relacionadas con el lavado de equipo o camiones y la producción de hormigón.
- Generación de ruido y vibraciones provocadas por el funcionamiento de motores y maquinaria.
- Generación de residuos sólidos admisibles (residuo que, por su naturaleza o composición, es similar a un residuo generado en los hogares), residuos de la construcción, residuo industrial, residuo minero, residuo silvoagropecuario y residuo hospitalario.

Fase de operación

- Emisiones de gases y material particulado debido a la combustión de la biomasa y a la operación de los diferentes equipos de la planta.



- Emisiones líquidas derivadas de los sistemas de enfriamiento y tratamiento del agua y/o emisiones líquidas generadas por el sistema de control del dióxido de azufre.
- Generación de cenizas (que pueden ser valorizadas o eliminadas), cenizas finas (generadas en la operación del sistema de control de material particulado), sales, yeso, sulfito de calcio (CaSO_3) u otros, generados en la operación del sistema de control de SO_2 .
- Las emisiones de CO_2 se consideran neutras; por lo tanto, se evitan emisiones que se hubieran producido al generar energía eléctrica usando combustibles fósiles (diésel, bunker, etc.), para producir la misma cantidad de energía.

Fase de cierre

- Generación de gases y material particulado provocados por la maquinaria y el desmantelamiento y retiro de las estructuras.
- Restitución de las características del suelo.

5.1.2 Aspectos e impactos sociales

Fase de construcción

- Generación de empleo tanto en la fase de construcción de la planta como en la gestión de manejo de los residuos generados por esta.
- Aumento en los niveles de ruido local debido al acondicionamiento de terreno, tránsito y funcionamiento de vehículos y maquinarias al interior del emplazamiento del proyecto, transporte de insumos, residuos y mano de obra, entre otros.

Fase de operación

- Generación de puestos de empleo relacionados con la operación y mantenimiento de la planta.
- Mejora en la red eléctrica local inherente a la construcción de redes eléctrica e inyección de energía.
- Mejora en la calidad del aire a nivel global; debido a que, se evitarían emisiones que se producirían al generar energía eléctrica usando combustibles fósiles en otras plantas térmicas para producir la misma cantidad de energía.
- Emisión de olores consecuentes a la quema de la biomasa.
- Aumento en los niveles de ruido y radiaciones electromagnéticas en el entorno del proyecto debido al funcionamiento del mismo.
- Aumento de la concentración, en el ambiente, de gases entorno a la ubicación del proyecto, debido a la operación de la caldera y al sistema de enfriamiento.



- Reducción de la presión económica que impone la importación de los derivados del petróleo, debido a que la biomasa es un recurso local que no está sujeto a las fluctuaciones de precios de la energía.
- Evita posibles propagación de incendios debido al manejo de los residuos forestales.
- Aumento en la retención de agua y disminución en la degradación y erosión del suelo, debido a la necesaria reforestación y manejo forestal implícito en el desarrollo del proyecto.

Fase de cierre

- Generación de empleo (local o exterior) necesarios para el desmantelamiento de la planta y traslado de escombros.
- Emisión de ruidos relacionados al desmonte y transporte de los residuos generados por el desmantelamiento de la planta.

Una vez identificado los aspectos e impactos del proyecto, una mejor forma de apreciación (cualitativa y cuantitativa) de estos, se presenta en la matriz de evaluación y valoración de impactos, que se muestra en el Anexo 4.

5.2 Medidas de mitigación

A continuación se presentan las acciones de manejo ambiental de carácter específico que contempla el proyecto de acuerdo a los impactos que fueron evaluados para cada componente ambiental y para cada fase del proyecto.

Fase de construcción

Calidad del aire

- Humedecer periódicamente los frentes de trabajo donde se realicen movimientos de tierra, áridos o tránsito de maquinarias, dependiendo de las condiciones climáticas y los requerimientos operacionales.
- Compactación y mantenimiento de los caminos internos del proyecto.
- Control de tránsito de maquinaria y vehículos (baja velocidad dentro del emplazamiento).
- Controlar que el transporte de materiales de construcción o escombros se realice en camiones con la carga cubierta por lonas.
- Utilización de maquinaria y vehículos con emisiones certificadas.
- Mantenimiento adecuado y oportuno de equipos, máquinas y herramientas de construcción.



- Uso de protectores auditivos; además de control de los tiempos de exposición al ruido del personal.
- Control de emisiones de ruido en cumplimiento a los niveles límite estipulado por la “Ordenanza de control de la contaminación ambiental originada por la emisión de ruido provenientes de fuentes fijas y móviles” expuesto por la Municipalidad de Cuenca.
- Ejecución de obras y actividades del proyecto preferentemente en áreas de baja incidencia visual.
- Uso de materiales y fachadas de colores armónicas con el entorno.

Calidad del suelo

- Reutilización del material extraído en excavaciones para hacer los rellenos requeridos, lo que implica minimizar los volúmenes de material a mover.
- Restricción exclusiva de actividades a áreas del emplazamiento del proyecto, de manera de evitar alteraciones del relieve o la topografía y erosión fuera del sector.
- Transporte y disposición final adecuada de residuos sólidos y líquidos en coordinación con la Empresa Pública de Aseo de Cuenca EMAC EP.
- Evitar uso de vehículos pesados dentro del emplazamiento.

Flora y fauna

- Verificación de presencia de especies endémicas o formaciones boscosas sujetas a planes de manejo.
- Acceso a los frentes de trabajos a través de los caminos de construcción habilitados, impidiendo la intervención de otras áreas.
- Verificación de presencia de especies vulnerables o en peligro de extinción, con el objetivo de preservar o conservar los ecosistemas en los cuales se encuentran tales especies.
- Prohibición de tenencia de cualquier tipo de mascotas o animales en las áreas del proyecto.

Fase de operación

Calidad del aire

- Compactación y mantenimiento de los caminos internos del proyecto.
- Control de tránsito de maquinaria y vehículos (baja velocidad dentro del emplazamiento).
- Utilización de maquinaria con emisiones certificadas.
- Mantenimiento adecuado y oportuno de los equipos y máquinas de la planta.



- Uso de protectores auditivos; además de control de los tiempos de exposición al ruido del personal.
- Control de emisiones de ruido en cumplimiento a los niveles límite estipulado por la “Ordenanza de control de la contaminación ambiental originada por la emisión de ruido provenientes de fuentes fijas y móviles” expuesto por la Municipalidad de Cuenca.
- Uso de equipos de control de material particulado (filtros/ciclones) producido por la combustión de la biomasa.

Calidad del suelo

- Ejecución de un plan de manejo de residuos sólidos (industriales, silvoagropecuarios y hospitalario) en coordinación con la EMAC EP.
- Elaboración de un plan de manejo contra contingencias como por ejemplo: incendios o derrames de aceite.

Flora y fauna

- Ejecución de un plan de manejo sostenible relacionado al aprovechamiento energético del bosque.
- Prohibición de tenencia de cualquier tipo de mascotas o animales en las áreas del proyecto.
- Ejecución de un plan de manejo de residuos sólidos admisibles y líquidos en coordinación con la EMAC EP.

Fase de cierre

Calidad del aire

- Humedecer periódicamente los frentes de trabajo donde se realicen movimientos de tierra, áridos o tránsito de maquinarias, dependiendo de las condiciones climáticas y los requerimientos operacionales.
- Compactación y mantenimiento de los caminos internos del proyecto.
- Control de tránsito de maquinaria y vehículos (baja velocidad dentro del emplazamiento).
- Controlar que el transporte de escombros se realice en camiones con la carga cubierta por lonas.
- Utilización de maquinaria y vehículos con emisiones certificadas.
- Mantenimiento adecuado y oportuno de equipos, máquinas y herramientas de construcción.
- Uso de protectores auditivos; además de control de los tiempos de exposición al ruido del personal.
- Control de emisiones de ruido en cumplimiento a los niveles límite estipulado por la “Ordenanza de control de la contaminación ambiental



originada por la emisión de ruido provenientes de fuentes fijas y móviles” expuesto por la Municipalidad de Cuenca.

Flora y fauna

- Ejecución de un plan de restitución del suelo.
- Prohibición de tenencia de cualquier tipo de mascotas o animales en las áreas del proyecto.
- Ejecución de un plan de manejo de residuos sólidos y líquidos en coordinación con la EMAC-EP.

5.3 Huella de carbono

Se entiende como huella de carbono, a la totalidad de gases de efecto invernadero emitidos por efecto directo o indirecto por un individuo, organización, evento o producto [40]. Aunque en plantas de biomasa las emisiones (directas) de GEI se consideran neutras; debido a que los gases emitidos durante la combustión de biomasa han sido absorbidos previamente de la atmosfera por el biocombustible, mediante el proceso de fotosíntesis; existen emisiones indirectas provocadas por actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica [40]; actividades tales como: consumo de energía del proyecto suministrada por una fuente externa, extracción y producción de insumos requeridos durante la vida útil de la planta, transporte de personal, insumos y equipos necesarios para el funcionamiento de la planta, entre otros.

El escenario línea base planteado para el cálculo de emisiones es: si la electricidad suministrada a la red por la actividad del proyecto habría sido generada por las centrales convencionales existentes conectadas a la red o por la adición de nuevas fuentes de generación convencional. Por lo anteriormente expuesto, las emisiones incluyen únicamente la cantidad de GEI provocadas por la generación de electricidad en las plantas de energía que son desplazadas debido a la actividad del proyecto [41].

Las emisiones de línea base se calculan mediante la ecuación (15).

$$BE_y = EG_y \times EF_y \quad [41] \quad (15)$$

Donde:

- BE_y - Emisiones de línea base.
- EG_y - Cantidad de generación neta de electricidad (MWh) que se produce y se inyecta a la red en el año “y”, como resultado de la implementación de la central.

- EF_y - Factor de emisión de CO_2 del margen combinado para la generación de energía conectada a la red en el año "y", calculado utilizando la última versión de la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico" ($t\ CO_2/MWh$)

Para los cálculos se utilizó el factor de emisión Ex Ante de margen combinado para proyectos de desarrollo limpio (MDL) del Ecuador: $0.5062\ (t\ CO_2/MWh)$, según información del Ministerio del Ambiente (MAE) en el informe del 2013 [42]. La energía eléctrica generada ($MWh/año$) y las emisiones de línea base se indican en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Emisión de CO_2 equivalente anual evitado.
Fuente: Autores.

Factor de emisión ($0.5062\ t\ CO_2/MWh$)	Energía eléctrica planta 1MW	Energía eléctrica planta 0.6 MW
	7403.55 ($MWh/año$)	4442.10 ($MWh/año$)
Emisiones línea base	3747.68($t\ CO_2$)	2248.59 ($t\ CO_2$)

5.4 Análisis de costos

El análisis económico-financiero es una parte importante para el desarrollo de un proyecto, ya que determina la viabilidad económica y financiera del mismo; es decir, la capacidad que tiene la empresa de generar beneficios y cubrir pagos asociados al proyecto. Este análisis estima la situación económica-financiera futura de la empresa, además reduce la incertidumbre de la viabilidad que genera un proyecto, por lo tanto, facilita la toma de decisiones [43].

Indicadores tales como: el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), permiten evaluar la viabilidad de un proyecto. El VAN es el valor actual de los flujos futuros descontados una cierta tasa y la inversión inicial, mientras que el TIR indica la máxima rentabilidad que se obtiene del proyecto. Si el VAN es positivo, sugiere que la compañía generará beneficios (riqueza) más allá del retorno del capital invertido y/o financiado; en el caso de ser negativo, no cubre la tasa de descuento (no viable); si el VAN es cero, el proyecto cubre la tasa de descuento, pero no genera riqueza [43].

5.4.1 Consideraciones

La evacuación total de la energía de la biomasa se plantea en los lapsos de tiempo de 3 y 5 años. Para los posteriores periodos de tiempo es necesario obtener una cantidad de energía equivalente a la proporcionada por la plantación de pino. Por tal motivo, es necesario realizar un manejo sostenible

de dicha plantación para que la planta genere a su máxima capacidad durante todo el tiempo de vida útil del proyecto. Los análisis posteriores se realizan asumiendo que se obtendría el mismo potencial biomásico cada 3 o 5 años durante la vida del proyecto.

El análisis económico se basa en la consideración de componentes fundamentales tales como: los costos de inversión, los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M) y los costos variables relacionados con la O&M. El precio del combustible y/o transporte de este no se consideran; debido a que la generación se realiza con residuos y dentro de las instalaciones de la granja.

Los costes de instalación que se contemplan son referenciales y son tomadas de empresas que han instalado plantas que aprovechan el potencial de la cascarilla de arroz en el Sur de Brasil; tomando en cuenta un aumento del 45% del costo original, debido a tramites e impuestos de importaciones, transporte, seguros, entre otros factores (costo instalación total). Estos valores tienden a disminuir a medida que la potencia instalada aumenta, siendo USD 2000/ kW para plantas de 1000 kW y USD 2118/kW para plantas de 600 kW [6] (Tabla 5.2).

Tabla 5.2. Costos de instalación de central de generación de energía eléctrica
Fuente: Autores.

Potencia nominal (kW)	Costo nominal (USD/kW)	Costo instalación (USD)	Costo instalación total (USD)
1000	2000	2,000,000	2,900,000
600	2118	1,270,800	1,900,000

Adicionalmente, es necesario la implementación de una subestación eléctrica para la conexión a la red de media tensión (22 kV); cuyo costo se encuentra en el orden del 5% del valor de instalación total de la planta.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se refiere a los costos fijos y variables asociados con el funcionamiento de planta. Los costos fijos se pueden expresar anualmente como un porcentaje de los costos de capital. Un valor aceptable es 3.2% [44]. Los costos fijos de O&M contemplan mano de obra, mantenimiento programado, reemplazo rutinario de componentes y equipos, seguros, etc. [44]. Por otro lado, debido al impacto de las economías de escala, en particular para la mano de obra requerida, los costos variables de O&M dependen de la salida del sistema y generalmente se expresan como un valor por unidad de producción (USD/kWh). Los costos variables contemplan: costos de combustibles necesarios distintos de biomasa, disposición de cenizas, mantenimiento no planificado, reemplazo del equipo y costos incrementales de mantenimiento; siendo USD 0.004/ kWh [44].

5.4.2 Metodología

Se optó por un financiamiento externo, debido a que presenta un rango de inversión mayor a una tasa de interés menor que el expuesto por la CORPORACION FINANCIERA NACIONAL (CFN). La tasa de interés presentada por el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) y una amortización lineal (amortización francesa) son la línea base para el análisis en cuestión.

Los parámetros necesarios para el análisis se presentan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Parámetros referenciales.

Fuente: Autores.

Parámetro		Fuente
Tasa de inflación anual	2,97 %	[45]
Tasa de descuento anual	4,8 %	[45]
Tasa de interés anual	4,18 %	[46]
Precio referencial del (kWh)	0,065 USD	[47]
Vida útil del proyecto	20 años	[44]

5.4.3 Resultados

El tiempo de amortización de la inversión está entre 13 y 14 años para las plantas de 1 MW y 0.6 MW, respectivamente; esto se debe, a que en estos intervalos de tiempo los flujos de caja son positivos. Como se observa en la Tabla 5.4, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) indican la rentabilidad económica del proyecto, siempre que se rijan a las especificaciones presentadas. Los cálculos efectuados y resultados se presentan en el Anexo 5.

Tabla 5.4. Resultados del análisis económico.

Fuente: Autores.

Planta de 0.6 MW				
%Humedad	Precio del kWh (ctvs.)	VAN	TIR	Pay Back (años)
0	6.1	\$1,092,866.29	23.88%	18.38
15	7.2	\$1,051,306.85	22.92%	18.56
30	8.95	\$1,048,729.83	22.86%	18.58
Planta de 1 MW				
%Humedad	Precio del kWh (ctvs.)	VAN	TIR	Pay Back (años)
0	6.0	\$1,974,188.44	24.98%	17.51
15	7.1	\$1,925,328.21	24.30%	17.64
30	8.8	\$1,901,871.77	23.97%	17.70

Al reducir el precio del kWh los indicadores VAN y TIR aún presentan viabilidad económica; sin embargo, existen flujos de caja negativos, presentando pérdidas en los primeros años.

La Regulación de Energías Renovables no Convencionales - ERNC del año 2013 establece los requisitos básicos y condiciones preferentes para la participación de los generadores con ERNC en el sector eléctrico ecuatoriano. Esta regulación fomenta la adopción de fuentes de energía renovable y establece precios y despachos preferentes para los generadores con este tipo de energía. En el caso de centrales de biomasa o biogás (como por ejemplo, planta de biogás en Pichacay perteneciente a EMAC EP), el precio a pagar es de 0,01108 USD por kWh [47]. Por tal motivo, se realiza también el análisis económico amparados en esta regulación.

Con el precio de 0,1108 USD por kWh, el tiempo de amortización de la inversión se encuentra entre 6 y 10 años. Adicionalmente el VAN y el TIR indican la rentabilidad económica del proyecto. Tal como se muestra en la Tabla 5.5.

*Tabla 5.5. Resultados del análisis económico.
Fuente: Autores.*

Planta de 0.6 MW					
%Humedad	Precio del kWh (ctvs.)	Amortización (años)	VAN	TIR	Pay Back (años)
0	11.08	6	\$4,643,277.66	56.24%	9.12
15	11.08	7	\$3,337,948.22	39.91%	11.10
30	11.08	10	\$2,042,441.26	31.58%	14.36
Planta de 1 MW					
%Humedad	Precio del kWh (ctvs.)	Amortización (años)	VAN	TIR	Pay Back (años)
0	11.08	6	\$8,022,543.76	67.40%	8.61
15	11.08	7	\$5,846,420.41	47.39%	10.48
30	11.08	9	\$3,678,062.20	32.93%	13.43

Los precios y despachos preferenciales hacen atractivos a los proyectos de generación renovable, los cuales tienen como objetivo, sustituir el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica e impulsar al aprovechamiento de este gran potencial existente en Ecuador.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El 45% de la biomasa total tomada como residuos producidos en el aprovechamiento de la biomasa es un porcentaje óptimo para el análisis; ya que, con el 28% la viabilidad del proyecto se compromete. Por otro lado, el uso total de la biomasa para la generación de energía eléctrica no es recomendado; debido a que se obtienen mejores beneficios económicos en la industria, y a que el objetivo de las plantaciones forestales está dirigido hacia la industria maderera.
- Al realizar las pruebas para determinar el contenido de humedad, se constató que los valores resultantes se encuentran dentro de rangos expuestos por distintas citas bibliográficas. Por otro lado, los resultados del poder calorífico superior PCS son ligeramente superiores a valores obtenidos por distintos autores.
- Aunque el potencial residual existente es suficiente para suplir una planta de 0.6 MW o 1 MW; es necesario realizar un estudio que garantice que se obtendría el mismo potencial biomásico para los posteriores periodos de tiempo de vida útil del proyecto. Una alternativa es aumentar el área de siembra de la misma especie; caso contrario, se podría estudiar la posibilidad de plantar una especie distinta con iguales o mejores beneficios energéticos.
- La biomasa con un contenido de humedad de hasta un 10%, se considera óptima para aprovechamiento energético, ya que no involucra costos adicionales por procesos de secado artificial.
- El aprovechamiento energético de este tipo de biomasa, reduce significativamente el volumen de residuos y contribuye a disminuir el impacto ambiental causado generalmente por la disposición de estos residuos a cielo abierto. Además, aporta a la disminución de emisión de GEI debido a la sustitución de los combustibles fósiles. Por otra parte, al establecer un uso comercial de los residuos, se genera beneficios económicos extras.
- El proyecto aportaría al Sistema Nacional Interconectado una energía de 7403.55 MWh/año (planta 1 MW) y 4442.10 MWh/año (planta 0.6 MW), reduciendo emisiones de CO₂ en aproximadamente 3747.68 t CO₂/año (planta 1 MW) y 2248.59 t CO₂/año (planta 0.6 MW), sustituyendo la generación mediante combustibles fósiles, y creando fuentes de empleo que podrían beneficiar a los habitantes del sector.



- Es evidente que tanto el VAN como el TIR presentan valores altos en varios de los casos; esto se debe a que en el análisis no se consideran costos por materia prima, pretratamiento de esta o transporte.
- Con la implementación del proyecto la Universidad podría amortiguar, en el peor de los casos (planta de 600 kW), alrededor de un 30% el valor que paga por consumo de energía eléctrica mensualmente.

6.2 Recomendaciones

- El origen de la ecuación empleada para la estimación de la biomasa aérea y la variación propia de la humedad en el bosque, aparecen como factores que limitan la precisión y exactitud de los resultados. Aunque la ecuación exportada para determinar la cantidad de biomasa es confiable para usarse en condiciones similares y para la misma especie, se propone realizar un muestreo estadístico representativo para determinar los coeficientes de determinación para el ajuste de la ecuación alométrica; de igual manera, para determinar la variación del contenido de humedad en diferentes épocas del año.
- En el caso de no obtener la cantidad de energía potencial suficiente con las plantaciones de pinos en los intervalos de tiempo expuestos, se plantea la posibilidad de planificar compras de residuos forestales provenientes de instituciones como la EMAC o instituciones que generen una cantidad considerable de residuos forestales.
- Se sugiere realizar un levantamiento de información sobre la cantidad de biomasa residual generada y el uso que se le da en los distintos establecimientos de la Universidad; con la finalidad de determinar la cantidad de biomasa disponible para aprovechamiento energético y de esta manera complementar los valores obtenidos en este trabajo.



BIBLIOGRAFÍA.

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook,» OCDE/AIE, Francia, 2013.
- [2] Coordinación de Energías Renovables, Dirección Nacional de Promoción, Subsecretaría de Energía Eléctrica, «Energías Renovables 2008 - Energía Biomasa,» Tecnología de la información , Argentina , 2008.
- [3] Corporación para la Investigación Energética, «CIE,» 26 Septiembre 2013. [En línea]. Available: http://www.energia.org.ec/cie/?page_id=45. [Último acceso: 13 Abril 2017].
- [4] EL MERCURIO, «Universidad requiere la granja de Irquis,» *EL MERCURIO*, 27 Mayo 2009.
- [5] P. Idrovo y R. Romero, «Análisis de la eficiencia energética de la granja Irquis de la Universidad de Cuenca,» Universidad de Cuenca , Cuenca , 2017.
- [6] M. R. Peláez Samaniego y J. L. Espinoza Adad , *ENERGIAS RENOVABLES EN EL ECUDOR: Situación actual, tendencias y perspectivas*, 1 ed., Cuenca: Universidad de Cuenca, Gráficas Hernández, 2015.
- [7] G. Berrantes, H. Chaves y M. Vinueza, *El bosque en el Ecuador - Una visión transformada para el desarrollo y la conservación*.
- [8] SUB-SECTOR PLANTACIONES FORESTALES EN EL ECUADOR, *Planificación Estratégica, Plantaciones Forestales en el Ecuador*, Quito, 2007.
- [9] D. Delgado, «Balance Energético Nacional,» Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos , Quito, Ecuador , 2015.
- [10] M. Camps Michelena y F. Marcos Martín, *Los biocombustibles*, 2 ed., Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2008, p. 384.
- [11] J. Fernández, «Energía de la Biomasa,» Madrid .
- [12] P. Basu, *Biomass Gasification and Pyrolysis, Practical Design and Theory*, Oxford: Elsevier , 2010.
- [13] Z. Anwar, M. Gulfray y M. Irshad , «Agro-industrial lignocellulosic biomass a key to unlock the future bio-energy: A brief review,» *Journal of Radiation*



Research and Applied Sciences, vol. 7, nº 3, p. 11, 2014.

- [14] A. Álvarez Rodríguez , C. Pizarro Garcia y M. B. Folgueras Díaz, «Caracterización química de la biomasa y su relación con el poder calorífico,» Oviedo , 2012.
- [15] BUN-CA, Manuales sobre energía renovable: BIOMASA, San José, 2002.
- [16] S. van Loo y J. Koppejan, The handbook of Biomass Combustion & Co-firing, Reino Unido and USA: Earthscan, 2008.
- [17] FAO, «Reunión Regional sobre Biomasa para la producción de energía y alimentos,» 1997.
- [18] IFP , «Potentiels de mobilisation de la biomasse pour la production de biocarburants à l'échelle du monde, de l'Europe et de la France,» France, 2006.
- [19] F. S. Nogués y J. R. Herrer, «La biomasa como fuente de energía renovable,» CIRCE, 2002.
- [20] J. A. Carta González , R. Calero Pérez , A. Colmenar Santos y M. A. Castro Gil, Centrales de energías renovables: Generación eléctrica renovables, Madrid: Pearson Educación, 2009.
- [21] EPA, «Biomass Combined Heat and Power: Catalog of Technologies,» U.S.A, 2007.
- [22] A. M. Villegas, Motores de Combustión interna, 2007.
- [23] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid y Comunidad de Madrid , Guía de la Cogeneración, Madrid , 2010.
- [24] ihobe, «Identificación y Evaluación de Aspectos Ambientales,» 2009.
- [25] M. G. Zárate, *Estimación de la biomasa aérea y la captura de carbono en regeneración natural de Pinus maximinoi H. E. Moore, Pinus oocarpa var. ochoterenai Mtz. y Quercus sp. en el norte del Estado de Chiapas, México*, Costa Rica: CATIE, 2008.
- [26] G. R.-O. J. C. L.-L. y J. R. E.-d. V. Cesar Ruiz-Díaz, «Metodologías para estimar biomasa y carbono en especies forestales de México,» *Naturaleza y desarrollo*, vol. 12, nº 1, pp. 28-45, 2014.
- [27] M. E. F. Jaén, «Universidad de Murcia,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.um.es/ae/FEIR/40/>. [Último acceso: 2 05 2017].
- [28] L. S.-A. M. H. Nicolas Picard, «Ajuste del modelo,» de *Manual de*



construcción de ecuaciones alométricas para estimar el volumen y la biomasa de los árboles, CIRAD-FAO, 2012, pp. 111-115.

- [29] R. A. M. M. C. A. F. B. R. E. F. A. E. E. B. J. D. Díaz Franco, «Determinación de ecuaciones alométricas para estimar biomasa y carbono en *Pinus patula* Schl. et Cham,» *Madera y Bosques*, vol. 13, nº 1, pp. 25-34, 2007.
- [30] L. L. C. Enrique Martines L, «Análisis y aplicación de las expresiones del contenido de humedad en sólidos,» Centro nacional de metodología, Querétaro, 2010.
- [31] ASTM international, *Standard Test Method for Moisture Analysis of Particulate Wood Fuels*, Pennsylvania: ASTM, 2011.
- [32] A. S. B. T. Ó. e. a. ALTAMIRANO, «Disponibilidad y potencial energético de la biomasa del bosque nativo para el desarrollo de la dendroenergía en el centro-sur de Chile.,» *Bosque (Valdivia)*, vol. 36, nº 2, pp. 223-237, 2015.
- [33] V. Y. E. L. R. E.-H. Manuel Raul Pelaez-Samaniego, «A review of wood thermal pretreatments to improve wood composite properties,» *Wood Science and Technology*, vol. 47, nº 4, 2013.
- [34] C. M. O. P. -. R. J. H. R. E. A. R. -. F. A. S. O. J. B. U. M. -. C. A. R. P. C. A. R. C. -. N. M. R. Herrera, *El Pino Patula*, S. M. M. López, Ed., Manizales: Blanecolor S.A.S, 2011.
- [35] W. S. R.-G. Juan Sebastián Arroyo-Vinueza, «Aprovechamiento del recurso biomasa a partir de los desechos de madera para una caldera de vapor,» *INGENIUS*, nº 16, pp. 20-29, 2016.
- [36] TLV - Compañía especialista de vapor , «Cacculadora: Tabla de vapor sobrecalentado,» Japon, 2017.
- [37] ENGECASS, «ENGECASS tecnologia em equipamentos,» [En línea]. Available: <http://www.engecasscaldeiras.com.br/produtos/caldeiras>. [Último acceso: 20 06 2017].
- [38] Q. Power, «QNP,» [En línea]. Available: <http://qn-powertech.com/>. [Último acceso: 20 06 2017].
- [39] Servicio de Evaluación Ambiental, Ministerio de Energía , «Guía para la evaluación de impacto ambiental de centrales de energía eléctrica con biomasa y biogás,» Chile , 2012.
- [40] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, «Guía para el cálculo de la huella de carbono y elaboración de un plan de manejo de una organización,» Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente-



Secretaría General Técnica-Centro de Publicaciones , Madrid, 2016.

- [41] United Nations-Framework Convention on Climated Change, *Small-scale Methodology*, United Nations-Framework Convention on Climated Change.
- [42] Ministerio del Ambiente MAE., «Factor de Emision de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,» MAE, Quito, 2013.
- [43] R. S. Formosa, «Raimon Serrahima Formosa,» [En línea]. Available: <https://raimon.serrahima.com/>. [Último acceso: 20 07 2017].
- [44] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2014,» IRENA, Alemania, 2015.
- [45] BCE, «Banco Central del Ecuador,» [En línea]. Available: <https://www.bce.fin.ec/>. [Último acceso: 25 6 2017].
- [46] Banco Interamericano de Desarrollo, «Tasas de interés y cargos financieros vigentes,» BID, Washington D.C., 2017.
- [47] CONELEC, «Regulación Ambiental y Energías Renovables,» Lima-Perú, 2013.
- [48] «WIKIPEDIA,» 8 Agosto 2016. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Agua_superocr%C3%ADtica. [Último acceso: 25 Abril 2017].
- [49] B. Velázquez Martí, «Situación de los sistemas de aprovechamiento de los residuos forestales para su utilización energética,» *Asociación española de ecología terrestre*, pp. 77-86, 2006.
- [50] ARCONEL, «Pliego tarifario para empresas eléctricas,» ARCONEL, Quito, 2016.
- [51] J. M. J.-. J. R. Cardona, *Estudio de factibilidad para la creación de una empresa productora de carbón activado a partir de residuos de pino pátula*, Medellín: Carlos Fernando Cadavid, 2006.

**ANEXOS****ANEXO 1.**

Inventario forestal del proyecto “Propagación de especies nativas y enriquecimiento florístico en tres diferentes tipos de cobertura en plantaciones de pino (*Pinus patula*) en las granjas de Irquis y Nero, provincia del Azuay” ejecutado por la Facultad de Agronomía y financiado por la dirección de investigaciones de la Universidad de Cuenca.

Sitio	# Parcela	Distancia de siembra	Pendiente	%CT	Altitud	X	Y	Diámetro o DAP (cm)	Altura (m)	Estado fitosanitario (A, B, C)	Calidad de Fuste (1,2,3)	Biomasa (kg)	Biomasa (Mg)	Biomasa (Mg/ha)
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	20.7	13	A	1	124.38	0.12	1.24
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	23.3	11	A	1	171.02	0.17	1.71
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	24.9	12	A	1	204.49	0.20	2.04
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	25.3	14	A	1	213.46	0.21	2.13
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.1	15	A	1	283.14	0.28	2.83
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	17.2	10	A	1	75.55	0.08	0.76
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	29.9	14	A	1	334.65	0.33	3.35
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	24.8	11	A	1	202.29	0.20	2.02
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.3	13	A	1	288.60	0.29	2.89
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	31.9	15	A	1	398.36	0.40	3.98
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	35.7	18	A	1	539.30	0.54	5.39
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	23.6	15	A	1	177.01	0.18	1.77
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	19.2	15	A	1	101.58	0.10	1.02
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	21.9	14	A	1	144.75	0.14	1.45
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.5	16	A	1	294.12	0.29	2.94



Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	35.7	20	A	1	539.30	0.54	5.39
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	33.3	18	A	1	447.18	0.45	4.47
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	22.7	10	A	1	159.42	0.16	1.59
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.9	13	A	1	277.75	0.28	2.78
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	20.4	9	A	1	119.58	0.12	1.20
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.9	14.9	A	1	305.37	0.31	3.05
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	25.1	13	A	1	208.94	0.21	2.09
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	14.5	10	A	1	47.71	0.05	0.48
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.7	16	A	1	299.71	0.30	3.00
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.1	17	A	1	256.83	0.26	2.57
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	30.6	17	A	1	356.15	0.36	3.56
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.5	16	A	1	267.16	0.27	2.67
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.1	9	A	1	283.14	0.28	2.83
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28	14	A	1	280.44	0.28	2.80
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	20	9	A	1	113.38	0.11	1.13
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	35.6	15	A	1	535.24	0.54	5.35
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	17.7	14	A	1	81.60	0.08	0.82
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	31.7	16	A	1	391.67	0.39	3.92
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	15.6	10	A	1	58.09	0.06	0.58
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	25.6	12	A	1	220.34	0.22	2.20
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	24.9	12	A	3	204.49	0.20	2.04
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	21.9	7	A	2	144.75	0.14	1.45
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.4	13	A	1	264.56	0.26	2.65



Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.9	15	A	1	277.75	0.28	2.78
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	25.9	13	A	1	227.36	0.23	2.27
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	19.7	10	A	1	108.86	0.11	1.09
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	23.7	14	A	1	179.04	0.18	1.79
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	26.3	14	A	1	236.93	0.24	2.37
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	30.2	16	A	1	343.76	0.34	3.44
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	11.3	6	A	1	24.39	0.02	0.24
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	14.9	7	A	1	51.34	0.05	0.51
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.8	12	A	1	275.08	0.28	2.75
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	27.1	17	A	1	256.83	0.26	2.57
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	31	16	A	1	368.82	0.37	3.69
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	28.1	18	A	2	283.14	0.28	2.83
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	24	15	A	1	185.20	0.19	1.85
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	20	17	A	1	113.38	0.11	1.13
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	33.7	17	A	1	461.78	0.46	4.62
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	20.5	15	A	1	121.17	0.12	1.21
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	29.2	17	A	1	313.97	0.31	3.14
Irquis	1	3 X 3	42.5	86.58	2531	714853	9656964	23.5	17	A	1	175.00	0.17	1.75
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	30.8	17	A	1	362.45	0.36	3.62
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	28.4	19	A	1	291.35	0.29	2.91
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	24.7	14	A	1	200.10	0.20	2.00
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	40.3	22	A	1	747.32	0.75	7.47
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	23	14	A	1	165.16	0.17	1.65



Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	27	15	A	1	254.29	0.25	2.54
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	33	15	A	1	436.42	0.44	4.36
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	31.1	17	A	1	372.03	0.37	3.72
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	33.6	17	A	1	458.10	0.46	4.58
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	27.5	17	A	1	267.16	0.27	2.67
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	21.5	15	A	1	137.74	0.14	1.38
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	25.5	15.5	A	1	218.03	0.22	2.18
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	33.2	17	A	1	443.57	0.44	4.44
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	23.9	15	A	1	183.13	0.18	1.83
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	29.4	16	A	1	319.80	0.32	3.20
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	21.5	14	A	1	137.74	0.14	1.38
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	41.7	22	A	1	819.27	0.82	8.19
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	27.7	18	A	1	272.42	0.27	2.72
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	26.5	10	A	1	241.81	0.24	2.42
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	34.2	16	A	1	480.46	0.48	4.80
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	24.3	15	A	1	191.50	0.19	1.91
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	20.3	33	A	1	118.01	0.12	1.18
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	28.6	15	A	1	296.91	0.30	2.97
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	22.1	14.5	A	1	148.33	0.15	1.48
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	19	17	A	1	98.76	0.10	0.99
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	21.7	15	A	1	141.22	0.14	1.41
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	25	12	A	1	206.71	0.21	2.07
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	23.4	10	A	1	173.00	0.17	1.73



Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	47.5	20	A	1	1163.21	1.16	11.63
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	20.5	18	A	1	121.17	0.12	1.21
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	15.4	16	A	1	56.10	0.06	0.56
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	25.6	17	A	1	220.34	0.22	2.20
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	36.7	22	A	1	580.93	0.58	5.81
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	29	27	A	1	308.22	0.31	3.08
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	28.8	22	A	1	302.53	0.30	3.03
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	36	22.5	A	1	551.58	0.55	5.52
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	22.6	20	A	1	157.54	0.16	1.58
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	36.9	23	A	1	589.49	0.59	5.89
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	34.4	23	A	1	488.06	0.49	4.88
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	19.4	17	A	1	104.45	0.10	1.04
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	38.6	24	A	1	665.47	0.67	6.65
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	28.5	16	A	1	294.12	0.29	2.94
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	31.6	17	A	1	388.35	0.39	3.88
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	25	18	A	1	206.71	0.21	2.07
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	31.8	21	A	1	395.00	0.40	3.95
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	26.2	17	A	1	234.51	0.23	2.35
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	30.4	19	A	1	349.92	0.35	3.50
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	32.5	22	A	1	418.85	0.42	4.19
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	22.6	12	A	3	157.54	0.16	1.58
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	21.9	17	A	1	144.75	0.14	1.45
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	27.4	19	A	1	264.56	0.26	2.65



Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	30.4	21	A	1	349.92	0.35	3.50
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	36.5	23	A	1	572.45	0.57	5.72
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	37	23	A	2	593.80	0.59	5.94
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	15.4	10	A	1	56.10	0.06	0.56
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	23.2	17	A	1	169.05	0.17	1.69
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	27.5	28	A	1	267.16	0.27	2.67
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	26.4	19	A	1	239.36	0.24	2.39
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	31.5	19	A	1	385.05	0.39	3.85
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	36	23	A	1	551.58	0.55	5.52
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	28.5	22	A	1	294.12	0.29	2.94
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	39	22	A	1	684.19	0.68	6.84
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	32.1	23	A	1	405.11	0.41	4.05
Irquis	3	4 x 5	60	86.23	2839	714541	9658141	34	24	A	1	472.93	0.47	4.73
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	41.9	22.1	A	1	829.89	0.83	8.30
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	23.5	17.9	A	1	175.00	0.17	1.75
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	14.3	22.3	C	1	45.96	0.05	0.46
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	27.5	19.8	A	1	267.16	0.27	2.67
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	22.1	18.7	A	1	148.33	0.15	1.48
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	36.9	20.1	A	1	589.49	0.59	5.89
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	25.3	18.6	A	1	213.46	0.21	2.13
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	27	20.7	A	1	254.29	0.25	2.54
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	37.6	22.9	A	1	620.07	0.62	6.20
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	38.8	24.1	A	1	674.79	0.67	6.75



Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	17.8	20.7	C	1	82.85	0.08	0.83
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	23.7	19	A	1	179.04	0.18	1.79
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	30.9	24.1	A	1	365.63	0.37	3.66
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	20.1	20.8	A	1	114.91	0.11	1.15
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29.4	22.1	A	1	319.80	0.32	3.20
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	24.4	19.6	A	1	193.63	0.19	1.94
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	20.2	19	C	1	116.45	0.12	1.16
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	21.4	21.3	A	1	136.02	0.14	1.36
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	22.4	20.3	A	1	153.81	0.15	1.54
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	27.4	21	A	1	264.56	0.26	2.65
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	37.2	23	A	1	602.48	0.60	6.02
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29.3	20.3	A	2	316.88	0.32	3.17
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	31.5	21	A	1	385.05	0.39	3.85
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	24.8	20.7	A	1	202.29	0.20	2.02
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	26.2	22.4	A	2	234.51	0.23	2.35
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	21.2	22	A	1	132.63	0.13	1.33
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	28.6	23.6	C	2	296.91	0.30	2.97
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	17.1	22.7	C	1	74.37	0.07	0.74
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	38.7	23	A	1	670.12	0.67	6.70
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	17.9	15.7	C	1	84.11	0.08	0.84
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	24	15.8	A	1	185.20	0.19	1.85
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29.2	22.9	A	1	313.97	0.31	3.14
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29.4	22.6	C	1	319.80	0.32	3.20



Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	24.5	20.9	A	1	195.77	0.20	1.96
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	27	20.7	A	1	254.29	0.25	2.54
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	20.9	18.2	C	1	127.64	0.13	1.28
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	26.4	19	C	1	239.36	0.24	2.39
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	25	17	C	1	206.71	0.21	2.07
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	23.6	20.5	A	1	177.01	0.18	1.77
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	28.1	18.2	C	1	283.14	0.28	2.83
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	31.2	21.8	A	1	375.26	0.38	3.75
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	28.6	23	C	1	296.91	0.30	2.97
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	21.3	20.4	C	1	134.32	0.13	1.34
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	26.3	16.2	A	1	236.93	0.24	2.37
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	28.8	21	C	1	302.53	0.30	3.03
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	25.5	21.4	A	1	218.03	0.22	2.18
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	32.5	24.6	C	1	418.85	0.42	4.19
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	34.1	20.4	A	1	476.68	0.48	4.77
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	38.3	21	A	1	651.64	0.65	6.52
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	39.2	26	A	1	693.68	0.69	6.94
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	12.8	22.8	A	1	34.11	0.03	0.34
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29	20.9	B	1	308.22	0.31	3.08
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	30.7	18.2	C	1	359.29	0.36	3.59
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	29.4	19.9	A	1	319.80	0.32	3.20
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	22.5	19	A	1	155.67	0.16	1.56
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	37	18	B	1	593.80	0.59	5.94



Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	30.6	22	A	1	356.15	0.36	3.56
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	32.8	21.4	A	1	429.33	0.43	4.29
Irquis	7	4 x 3	30.2	54.99	2779	714350	9659030	20.7	19.4	A	1	124.38	0.12	1.24
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	24.1	19	A	1	187.29	0.19	1.87
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	40.1	12	B	1	737.38	0.74	7.37
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	24.6	20	B	1	197.93	0.20	1.98
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	18.4	18	A	1	90.58	0.09	0.91
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	36.1	21	B	2	555.72	0.56	5.56
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	26.6	22	A	1	244.28	0.24	2.44
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	19.8	20	A	1	110.35	0.11	1.10
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	26.2	24	A	1	234.51	0.23	2.35
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	31.5	23	A	1	385.05	0.39	3.85
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	40.4	22	A	1	752.32	0.75	7.52
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	34.4	23	A	1	488.06	0.49	4.88
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	26.7	17	A	1	246.75	0.25	2.47
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	29.5	23	B	1	322.73	0.32	3.23
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	38.1	26	A	1	642.52	0.64	6.43
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	32.7	24	A	1	425.82	0.43	4.26
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	13.5	15	A	2	39.36	0.04	0.39
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	41.1	24	A	1	787.92	0.79	7.88
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	43.2	26	A	1	901.02	0.90	9.01
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	34	20	A	1	472.93	0.47	4.73
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.1	21	A	1	283.14	0.28	2.83



Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	40.8	25	A	1	772.54	0.77	7.73
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	30.3	23	A	1	346.83	0.35	3.47
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	29.2	21	A	1	313.97	0.31	3.14
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28	19	B	1	280.44	0.28	2.80
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.8	19	A	1	302.53	0.30	3.03
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	33.9	21	A	2	469.20	0.47	4.69
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	24.5	21	A	1	195.77	0.20	1.96
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	17.2	6	A	2	75.55	0.08	0.76
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.8	20	A	1	302.53	0.30	3.03
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	32	23	A	1	401.73	0.40	4.02
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.5	23	A	1	294.12	0.29	2.94
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	22.6	17	A	1	157.54	0.16	1.58
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.9	18	A	1	305.37	0.31	3.05
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	19.7	16	A	1	108.86	0.11	1.09
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	37.2	22	A	2	602.48	0.60	6.02
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	23.8	20	A	1	181.08	0.18	1.81
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	15.5	18	B	1	57.09	0.06	0.57
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	26.6	16	A	1	244.28	0.24	2.44
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	20.7	20	A	1	124.38	0.12	1.24
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28	20	A	1	280.44	0.28	2.80
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.4	21	A	1	291.35	0.29	2.91
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	29.5	22	A	2	322.73	0.32	3.23
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	32.6	22	A	1	422.32	0.42	4.22



Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	24	22	A	1	185.20	0.19	1.85
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	30.5	22	A	2	353.03	0.35	3.53
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	24.9	20	A	1	204.49	0.20	2.04
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	16	16	A	3	62.18	0.06	0.62
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	31.5	20	A	1	385.05	0.39	3.85
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	39.7	20	A	3	717.75	0.72	7.18
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	28.9	17	A	2	305.37	0.31	3.05
Irquis	11	3,50 x 4	44	63.44	2864	714885	9658647	38.3	22	A	1	651.64	0.65	6.52
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	17.5	17.2	A	1	79.15	0.08	0.79
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	19.3	17.8	A	1	103.01	0.10	1.03
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	29.7	17.4	A	1	328.65	0.33	3.29
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	34.5	23	A	1	491.88	0.49	4.92
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	19.3	10	A	1	103.01	0.10	1.03
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	42	21.4	A	1	835.23	0.84	8.35
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	31.6	19	A	3	388.35	0.39	3.88
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	17.4	19.5	A	1	77.93	0.08	0.78
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	51.2	23	A	3	1423.44	1.42	14.23
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	22	21.4	A	1	146.53	0.15	1.47
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	47	22.7	A	3	1130.54	1.13	11.31
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	46	24.5	A	3	1066.96	1.07	10.67
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	28.1	22	A	1	283.14	0.28	2.83
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	22.2	19.3	A	1	150.15	0.15	1.50
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	25.7	19.45	A	1	222.66	0.22	2.23



Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	29.9	21	A	3	334.65	0.33	3.35
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	28.9	23	A	1	305.37	0.31	3.05
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	25.4	21.4	A	1	215.73	0.22	2.16
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	33	21.2	A	1	436.42	0.44	4.36
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	18.5	20	A	1	91.92	0.09	0.92
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	22.8	19.8	A	2	161.32	0.16	1.61
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	29.7	19.5	A	3	328.65	0.33	3.29
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	20.5	17	A	3	121.17	0.12	1.21
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	22	19.8	A	1	146.53	0.15	1.47
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	41.7	24	A	1	819.27	0.82	8.19
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	32.4	19	A	1	415.39	0.42	4.15
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	32.6	22	A	1	422.32	0.42	4.22
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	24.6	23	A	1	197.93	0.20	1.98
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	23.9	25.6	A	1	183.13	0.18	1.83
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	22.6	19	A	1	157.54	0.16	1.58
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	25.2	25	A	1	211.19	0.21	2.11
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	30.8	24	A	1	362.45	0.36	3.62
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	7.9	24	A	1	9.31	0.01	0.09
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	38.2	26	A	1	647.07	0.65	6.47
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	34.9	24.5	A	1	507.38	0.51	5.07
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	30	25.8	A	1	337.67	0.34	3.38
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	30	20	A	1	337.67	0.34	3.38
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	26.1	25.5	A	1	232.11	0.23	2.32



Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	34.6	26	A	1	495.73	0.50	4.96
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	37.8	24.9	A	1	628.99	0.63	6.29
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	25.5	21	A	1	218.03	0.22	2.18
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	23.4	17.7	A	1	173.00	0.17	1.73
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	49	24.1	A	1	1264.74	1.26	12.65
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	18	17.7	A	1	85.38	0.09	0.85
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	19.6	18.6	A	1	107.38	0.11	1.07
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	29.3	26.2	A	1	316.88	0.32	3.17
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	21.3	23	A	1	134.32	0.13	1.34
Irquis	25		36	86.89	2886	714885	9658262	32.4	24.9	A	1	415.39	0.42	4.15



ANEXO 2

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA GRANJA

Datos para la determinación del potencial energético

Total biomasa (Mg)	Rend. caldera (%)	Rend. Turb + gen (%)
25290.83	0.77	0.58

%Humedad	PCI (kJ/kg)
0	18103.69
10	16048.92
20	13994.15
30	11939.38
40	9884.61
50	7829.84
15	15021.53

Vapor sobrecalentado	
T(°C)	500
P(MPa)	3
h _{vapor} (kJ/kg)	3455.91
h _{agua} (kJ/kg)	419

Resultados a PCI_{0%} de humedad proyectados a 3 y 5 años.

3 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
m _{biomasa} (kg/s)	0.27	0.12	0.07
P _{biomasa} (kJ/s)	4839.52	2177.78	1355.07
P _{vapor} (kJ/s)	3726.43	1676.89	1043.40
P _{eléctrica} (kJ/s)	2146.42	965.89	601.00
E _{eléctrica} (kWh)	56408013.88	25383606.25	15794243.89
E _{eléctrica} (MWh)	56408.01	25383.61	15794.24
m _{vapor} (kg/s)	1.23	0.55	0.34
m _{vapor} (T/h)	4.42	1.99	1.24

5 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
m _{biomasa} (kg/s)	0.16	0.07	0.04
P _{biomasa} (kJ/s)	2903.71	1306.67	813.04
P _{vapor} (kJ/s)	2235.86	1006.14	626.04
P _{eléctrica} (kJ/s)	1287.85	579.53	360.60
E _{eléctrica} (kWh)	56408013.88	25383606.25	15794243.89
E _{eléctrica} (MWh)	56408.01	25383.61	15794.24
m _{vapor} (kg/s)	0.74	0.33	0.21
m _{vapor} (T/h)	2.65	1.19	0.74

Resultados a $PCI_{15\%}$ de humedad proyectados a 3 y 5 años.

3 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
mbiomasa (kg/s)	0.27	0.12	0.07
Pbiomasa (kJ/s)	4015.59	1807.02	1124.37
Pvapor (kJ/s)	3092.01	1391.40	865.76
Peléctica (kJ/s)	1780.99	801.45	498.68
Eeléctica (kWh)	46804548.43	21062046.79	13105273.56
Eeléctica (MWh)	46804.55	21062.05	13105.27
mvapor (kg/s)	1.02	0.46	0.29
mvapor (T/h)	3.67	1.65	1.03

5 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
mbiomasa (kg/s)	0.16	0.07	0.04
Pbiomasa (kJ/s)	2409.35	1084.21	674.62
Pvapor (kJ/s)	1855.20	834.84	519.46
Peléctica (kJ/s)	1068.60	480.87	299.21
Eeléctica (kWh)	46804548.43	21062046.79	13105273.56
Eeléctica (MWh)	46804.55	21062.05	13105.27
mvapor (kg/s)	0.61	0.27	0.17
mvapor (T/h)	2.20	0.99	0.62

Resultados a $PCI_{30\%}$ de humedad proyectados a 3 y 5 años.

3 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
mbiomasa (kg/s)	0.27	0.12	0.07
Pbiomasa (kJ/s)	3191.66	1436.25	893.67
Pvapor (kJ/s)	2457.58	1105.91	688.12
Peléctica (kJ/s)	1415.57	637.00	396.36
Eeléctica (kWh)	37201082.97	16740487.34	10416303.23
Eeléctica (MWh)	37201.08	16740.49	10416.30
mvapor (kg/s)	0.81	0.36	0.23
mvapor (T/h)	2.91	1.31	0.82



5 años	100%	45%	28%
Masa seca aprovechable (kg)	25290830	11380873.5	7081432.4
mbiomasa (kg/s)	0.16	0.07	0.04
Pbiomasa (kJ/s)	1915.00	861.75	536.20
Pvapor (kJ/s)	1474.55	663.55	412.87
Pelectrica (kJ/s)	849.34	382.20	237.82
Eelctrica (kWh)	37201082.97	16740487.34	10416303.23
Eelctrica (MWh)	37201.08	16740.49	10416.30
mvapor (kg/s)	0.49	0.22	0.14
mvapor (T/h)	1.75	0.79	0.49

**Anexo 3**

Consumo mensual de cada medidor desde el mes de septiembre del 2016 hasta el mes de julio del 2017. Información obtenida de la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A.

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
3805604	16.09.2016	03.10.2016	5,104.00
	04.10.2016	02.11.2016	5,441.00
	03.11.2016	02.12.2016	5,107.00
	03.12.2016	02.01.2017	5,013.00
	03.01.2017	02.02.2017	5,402.00
	03.02.2017	02.03.2017	4,180.00
	03.03.2017	02.04.2017	4,915.00
	03.04.2017	02.05.2017	4,637.00
	03.05.2017	02.06.2017	5,478.00
	03.06.2017	02.07.2017	5,804.00

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
6646805	16.09.2016	03.10.2016	97.00
	04.10.2016	02.11.2016	102.00
	03.11.2016	02.12.2016	102.00
	03.12.2016	02.01.2017	95.00
	03.01.2017	02.02.2017	87.00
	03.02.2017	02.03.2017	82.00
	03.03.2017	02.04.2017	130.00
	03.04.2017	02.05.2017	123.00
	03.05.2017	02.06.2017	120.00
	03.06.2017	02.07.2017	121.00

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
4604267	16.09.2016	02.10.2016	3,160.00
	03.10.2016	02.11.2016	5,765.00
	03.11.2016	02.12.2016	5,580.00
	03.12.2016	02.01.2017	4,993.92
	03.01.2017	02.02.2017	4,995.96
	03.02.2017	02.03.2017	4,510.44
	03.03.2017	02.04.2017	4,996.98
	03.04.2017	02.05.2017	4,835.82
	03.05.2017	02.06.2017	5,238.72
	03.06.2017	02.07.2017	5,549.82

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
4914461	16.09.2016	02.10.2016	156.00
	03.10.2016	02.11.2016	131.00
	03.11.2016	02.12.2016	160.00
	03.12.2016	02.01.2017	175.44
	03.01.2017	02.02.2017	176.46
	03.02.2017	02.03.2017	159.12
	03.03.2017	02.04.2017	176.46
	03.04.2017	02.05.2017	171.36
	03.05.2017	02.06.2017	172.38
	03.06.2017	02.07.2017	197.88



# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
04385360	16.09.2016	03.10.2016	2,619.00
	04.10.2016	02.11.2016	3,777.00
	03.11.2016	02.12.2016	3,162.00
	03.12.2016	02.01.2017	3,473.00
	03.01.2017	02.02.2017	3,803.58
	03.02.2017	02.03.2017	1,899.24
	03.03.2017	02.04.2017	3,355.80
	03.04.2017	02.05.2017	3,507.78
	03.05.2017	02.06.2017	3,091.62
	03.06.2017	02.07.2017	4,717.50

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
2799566	16.09.2016	03.10.2016	12,997.00
	04.10.2016	02.11.2016	13,082.00
	03.11.2016	02.12.2016	13,227.00
	03.12.2016	02.01.2017	13,597.00
	03.01.2017	02.02.2017	10,873.20
	03.02.2017	02.03.2017	11,379.12
	03.03.2017	02.04.2017	13,614.96
	03.04.2017	02.05.2017	12,813.24
	03.05.2017	02.06.2017	13,593.54
	03.06.2017	02.07.2017	13,283.46

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
05435149	16.09.2016	01.10.2016	2,111.00
	02.10.2016	02.11.2016	2,382.00
	03.11.2016	02.12.2016	2,328.00
	03.12.2016	02.01.2017	2,389.00
	03.01.2017	02.02.2017	2,648.94
	03.02.2017	02.03.2017	2,590.80
	03.03.2017	02.04.2017	2,950.86
	03.04.2017	02.05.2017	2,774.40
	03.05.2017	02.06.2017	2,960.04
	03.06.2017	02.07.2017	3,130.38

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
03883208	16.09.2016	03.10.2016	36,123.00
	04.10.2016	02.11.2016	41,617.00
	03.11.2016	02.12.2016	37,015.00
	03.12.2016	02.01.2017	34,987.00
	03.01.2017	02.02.2017	37,095.00
	03.02.2017	02.03.2017	27,131.00
	03.03.2017	02.04.2017	41,758.00
	03.04.2017	02.05.2017	37,317.00
	03.05.2017	02.06.2017	37,350.00
	03.06.2017	02.07.2017	41,342.00



# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
02798888	16.09.2016	03.10.2016	32,927.00
	04.10.2016	02.11.2016	36,064.00
	03.11.2016	02.12.2016	36,067.00
	03.12.2016	02.01.2017	32,429.00
	03.01.2017	02.02.2017	35,477.64
	03.02.2017	02.03.2017	24,822.72
	03.03.2017	02.04.2017	37,238.16
	03.04.2017	02.05.2017	33,433.56
	03.05.2017	02.06.2017	34,400.52
	03.06.2017	02.07.2017	37,356.48

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
04346415	16.09.2016	02.10.2016	5,975.00
	03.10.2016	02.11.2016	10,899.00
	03.11.2016	02.12.2016	8,343.00
	03.12.2016	02.01.2017	8,202.00
	03.01.2017	02.02.2017	7,969.26
	03.02.2017	02.03.2017	8,680.20
	03.03.2017	02.04.2017	9,767.52
	03.04.2017	02.05.2017	8,570.04
	03.05.2017	02.06.2017	8,810.76
	03.06.2017	02.07.2017	8,749.56

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
04674507	16.09.2016	03.10.2016	13,953.00
	04.10.2016	02.11.2016	15,370.00
	03.11.2016	02.12.2016	15,422.00
	03.12.2016	02.01.2017	15,024.00
	03.01.2017	02.02.2017	16,375.08
	03.02.2017	02.03.2017	10,420.32
	03.03.2017	02.04.2017	15,068.46
	03.04.2017	02.05.2017	13,916.88
	03.05.2017	02.06.2017	14,265.72
	03.06.2017	02.07.2017	15,261.24

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
9277798	16.08.2016	14.09.2016	2,375.00
	15.09.2016	18.10.2016	2,457.00
	19.10.2016	18.11.2016	2,555.00
	19.11.2016	16.12.2016	2,287.00
	17.12.2016	17.01.2017	2,364.36
	18.01.2017	16.02.2017	2,083.86
	17.02.2017	16.03.2017	2,275.62
	17.03.2017	19.04.2017	2,438.82
	20.04.2017	17.05.2017	2,333.76
	18.05.2017	16.06.2017	2,676.48



# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
4914399	16.09.2016	03.10.2016	8,590.00
	04.10.2016	02.11.2016	11,850.00
	03.11.2016	02.12.2016	11,028.00
	03.12.2016	02.01.2017	10,246.00
	03.01.2017	02.02.2017	11,410.74
	03.02.2017	02.03.2017	6,227.10
	03.03.2017	02.04.2017	11,567.82
	03.04.2017	02.05.2017	11,035.38
	03.05.2017	02.06.2017	12,783.66
	03.06.2017	02.07.2017	12,613.32

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
6014790	16.09.2016	03.10.2016	39,619.00
	04.10.2016	02.11.2016	42,727.00
	03.11.2016	02.12.2016	40,821.00
	03.12.2016	02.01.2017	40,343.00
	03.01.2017	02.02.2017	41,108.00
	03.02.2017	02.03.2017	36,277.00
	03.03.2017	02.04.2017	42,720.00
	03.04.2017	02.05.2017	39,976.00
	03.05.2017	02.06.2017	44,782.00
	03.06.2017	02.07.2017	45,848.00

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
14626383	16.09.2016	03.10.2016	6,634.00
	04.10.2016	02.11.2016	7,628.00
	03.11.2016	02.12.2016	6,447.00
	03.12.2016	02.01.2017	6,230.00
	03.01.2017	02.02.2017	6,956.40
	03.02.2017	02.03.2017	4,881.72
	03.03.2017	02.04.2017	7,303.20
	03.04.2017	02.05.2017	6,526.98
	03.05.2017	02.06.2017	7,353.18
	03.06.2017	02.07.2017	7,725.48

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
4346400	16.09.2016	03.10.2016	11,396.00
	04.10.2016	02.11.2016	13,025.00
	03.11.2016	02.12.2016	12,356.00
	03.12.2016	02.01.2017	12,086.00
	03.01.2017	02.02.2017	13,559.88
	03.02.2017	02.03.2017	9,590.04
	03.03.2017	02.04.2017	13,281.42
	03.04.2017	02.05.2017	11,991.12
	03.05.2017	02.06.2017	13,093.74
	03.06.2017	02.07.2017	13,986.24



# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
9876459	16.09.2016	03.10.2016	12,728.00
	04.10.2016	02.11.2016	14,204.00
	03.11.2016	02.12.2016	12,326.00
	03.12.2016	02.01.2017	11,788.00
	03.01.2017	02.02.2017	13,217.16
	03.02.2017	02.03.2017	11,106.78
	03.03.2017	02.04.2017	14,979.72
	03.04.2017	02.05.2017	13,261.02
	03.05.2017	02.06.2017	13,598.64
	03.06.2017	02.07.2017	14,778.78

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
17548500	16.09.2016	03.10.2016	3,729.00
	04.10.2016	02.11.2016	4,118.00
	03.11.2016	02.12.2016	4,120.00
	03.12.2016	02.01.2017	3,581.00
	03.01.2017	02.02.2017	4,304.40
	03.02.2017	02.03.2017	2,439.84
	03.03.2017	02.04.2017	4,493.10
	03.04.2017	02.05.2017	4,226.88
	03.05.2017	02.06.2017	4,797.06
	03.06.2017	02.07.2017	5,300.94

# Medidor	Validez de	Valido a	Consumo
2798868	16.09.2016	04.10.2016	18,114.00
	05.10.2016	02.11.2016	20,108.00
	03.11.2016	02.12.2016	17,267.00
	03.12.2016	02.01.2017	17,168.00
	03.01.2017	02.02.2017	20,123.58
	03.02.2017	02.03.2017	14,927.70
	03.03.2017	02.04.2017	19,190.28
	03.04.2017	02.05.2017	18,620.10
	03.05.2017	02.06.2017	19,460.58
	03.06.2017	02.07.2017	20,221.50



MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS

Magnitud, si $M = 0$: Nulo, $M = 1$:Bajo, $M = 2$: Medio, $M = 3$: Alto.
Significancia de los impactos, si $VIA = -1$: Negativo, $VIA = 0$:Nulo, $VIA = 1$: Positivo



Anexo 5

Análisis económico

Planta de 0.6 MW (PCI₀% de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años		14
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	270,967.94
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	4,442,097.45
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.061
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	190,643.76	83,185.04	107,458.72	1,882,614.08	107,458.72
2	190,643.76	78,693.27	111,950.49	1,770,663.59	219,409.21
3	190,643.76	74,013.74	116,630.02	1,654,033.57	336,039.23
4	190,643.76	69,138.60	121,505.16	1,532,528.41	457,544.39
5	190,643.76	64,059.69	126,584.07	1,405,944.34	584,128.46
6	190,643.76	58,768.47	131,875.29	1,274,069.05	716,003.75
7	190,643.76	53,256.09	137,387.67	1,136,681.38	853,391.42
8	190,643.76	47,513.28	143,130.48	993,550.90	996,521.90
9	190,643.76	41,530.43	149,113.33	844,437.57	1,145,635.23
10	190,643.76	35,297.49	155,346.27	689,091.30	1,300,981.50
11	190,643.76	28,804.02	161,839.74	527,251.55	1,462,821.25
12	190,643.76	22,039.11	168,604.65	358,646.91	1,631,425.89
13	190,643.76	14,991.44	175,652.32	182,994.59	1,807,078.21
14	190,643.76	7,649.17	182,994.59	0.00	1,990,072.80



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	190,643.76	270,967.94	58,965.12	17,768.39	76,733.51	3,590.67	1,986,482.13
2	190,643.76	279,015.69	60,716.38	18,296.11	79,012.50	9,359.44	1,977,122.69
3	190,643.76	287,302.46	62,519.66	18,839.51	81,359.17	15,299.53	1,961,823.16
4	190,643.76	295,835.34	64,376.49	19,399.04	83,775.53	21,416.05	1,940,407.11
5	190,643.76	304,621.65	66,288.48	19,975.19	86,263.67	27,714.22	1,912,692.89
6	190,643.76	313,668.91	68,257.24	20,568.45	88,825.70	34,199.46	1,878,493.43
7	190,643.76	322,984.88	70,284.48	21,179.34	91,463.82	40,877.30	1,837,616.13
8	190,643.76	332,577.53	72,371.93	21,808.36	94,180.30	47,753.48	1,789,862.65
9	190,643.76	342,455.08	74,521.38	22,456.07	96,977.45	54,833.87	1,735,028.78
10	190,643.76	352,626.00	76,734.66	23,123.02	99,857.68	62,124.56	1,672,904.22
11	190,643.76	363,098.99	79,013.68	23,809.77	102,823.45	69,631.78	1,603,272.44
12	190,643.76	373,883.03	81,360.39	24,516.92	105,877.31	77,361.96	1,525,910.48
13	190,643.76	384,987.36	83,776.79	25,245.07	109,021.87	85,321.73	1,440,588.75
14	190,643.76	396,421.48	86,264.97	25,994.85	112,259.82	93,517.91	1,347,070.85
15		408,195.20	88,827.03	26,766.90	115,593.93	292,601.27	1,054,469.58
16		420,318.60	91,465.20	27,561.88	119,027.07	301,291.53	753,178.05
17		432,802.06	94,181.71	28,380.46	122,562.18	310,239.88	442,938.17
18		445,656.28	96,978.91	29,223.36	126,202.27	319,454.01	123,484.16
19		458,892.27	99,859.18	30,091.30	129,950.48	328,941.79	-205,457.64
20		472,521.37	102,825.00	30,985.01	133,810.01	338,711.36	-544,169.00

VAN (USD)	\$1,092,866.29
TIR %	23.88%
Pay Back (años)	18.38



Planta de 0.6 MW (PCI_{15%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años	14	
Tipo de Interés	%	4.18%	

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	265,381.79
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	3,685,858.19
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.072
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	190,643.76	83,185.04	107,458.72	1,882,614.08	107,458.72
2	190,643.76	78,693.27	111,950.49	1,770,663.59	219,409.21
3	190,643.76	74,013.74	116,630.02	1,654,033.57	336,039.23
4	190,643.76	69,138.60	121,505.16	1,532,528.41	457,544.39
5	190,643.76	64,059.69	126,584.07	1,405,944.34	584,128.46
6	190,643.76	58,768.47	131,875.29	1,274,069.05	716,003.75
7	190,643.76	53,256.09	137,387.67	1,136,681.38	853,391.42
8	190,643.76	47,513.28	143,130.48	993,550.90	996,521.90
9	190,643.76	41,530.43	149,113.33	844,437.57	1,145,635.23
10	190,643.76	35,297.49	155,346.27	689,091.30	1,300,981.50
11	190,643.76	28,804.02	161,839.74	527,251.55	1,462,821.25
12	190,643.76	22,039.11	168,604.65	358,646.91	1,631,425.89
13	190,643.76	14,991.44	175,652.32	182,994.59	1,807,078.21
14	190,643.76	7,649.17	182,994.59	0.00	1,990,072.80



Análisis de Viabilidad Económica							
Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	190,643.76	265,381.79	58,965.12	14,743.43	73,708.55	1,029.48	1,989,043.32
2	190,643.76	273,263.63	60,716.38	15,181.31	75,897.70	6,722.17	1,982,321.15
3	190,643.76	281,379.56	62,519.66	15,632.20	78,151.86	12,583.94	1,969,737.21
4	190,643.76	289,736.53	64,376.49	16,096.47	80,472.97	18,619.80	1,951,117.41
5	190,643.76	298,341.71	66,288.48	16,574.54	82,863.02	24,834.93	1,926,282.48
6	190,643.76	307,202.46	68,257.24	17,066.80	85,324.05	31,234.65	1,895,047.83
7	190,643.76	316,326.37	70,284.48	17,573.69	87,858.17	37,824.44	1,857,223.40
8	190,643.76	325,721.26	72,371.93	18,095.63	90,467.56	44,609.94	1,812,613.45
9	190,643.76	335,395.18	74,521.38	18,633.07	93,154.45	51,596.98	1,761,016.48
10	190,643.76	345,356.42	76,734.66	19,186.47	95,921.13	58,791.53	1,702,224.95
11	190,643.76	355,613.51	79,013.68	19,756.31	98,769.99	66,199.75	1,636,025.20
12	190,643.76	366,175.23	81,360.39	20,343.07	101,703.46	73,828.01	1,562,197.19
13	190,643.76	377,050.63	83,776.79	20,947.26	104,724.05	81,682.82	1,480,514.37
14	190,643.76	388,249.03	86,264.97	21,569.39	107,834.36	89,770.92	1,390,743.45
15		399,780.03	88,827.03	22,210.00	111,037.04	288,742.99	1,102,000.46
16		411,653.50	91,465.20	22,869.64	114,334.84	297,318.66	804,681.80
17		423,879.61	94,181.71	23,548.87	117,730.58	306,149.03	498,532.77
18		436,468.83	96,978.91	24,248.27	121,227.18	315,241.65	183,291.12
19		449,431.95	99,859.18	24,968.44	124,827.63	324,604.33	-141,313.20
20		462,780.08	102,825.00	25,710.00	128,535.01	334,245.08	-475,558.28

VAN (USD)	\$1,051,306.85
TIR %	22.92%
Pay Back (años)	18.56



Planta de 0.6 MW (PCI_{30%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años		14
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	262,197.88
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	2,929,585.28
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.0895
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	190,643.76	83,185.04	107,458.72	1,882,614.08	107,458.72
2	190,643.76	78,693.27	111,950.49	1,770,663.59	219,409.21
3	190,643.76	74,013.74	116,630.02	1,654,033.57	336,039.23
4	190,643.76	69,138.60	121,505.16	1,532,528.41	457,544.39
5	190,643.76	64,059.69	126,584.07	1,405,944.34	584,128.46
6	190,643.76	58,768.47	131,875.29	1,274,069.05	716,003.75
7	190,643.76	53,256.09	137,387.67	1,136,681.38	853,391.42
8	190,643.76	47,513.28	143,130.48	993,550.90	996,521.90
9	190,643.76	41,530.43	149,113.33	844,437.57	1,145,635.23
10	190,643.76	35,297.49	155,346.27	689,091.30	1,300,981.50
11	190,643.76	28,804.02	161,839.74	527,251.55	1,462,821.25
12	190,643.76	22,039.11	168,604.65	358,646.91	1,631,425.89
13	190,643.76	14,991.44	175,652.32	182,994.59	1,807,078.21
14	190,643.76	7,649.17	182,994.59	0.00	1,990,072.80



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	190,643.76	262,197.88	58,965.12	11,718.34	70,683.46	870.66	1,989,202.14
2	190,643.76	269,985.16	60,716.38	12,066.38	72,782.76	6,558.64	1,982,643.50
3	190,643.76	278,003.72	62,519.66	12,424.75	74,944.41	12,415.55	1,970,227.95
4	190,643.76	286,260.43	64,376.49	12,793.76	77,170.26	18,446.41	1,951,781.54
5	190,643.76	294,762.36	66,288.48	13,173.74	79,462.21	24,656.39	1,927,125.14
6	190,643.76	303,516.81	68,257.24	13,565.00	81,822.24	31,050.81	1,896,074.34
7	190,643.76	312,531.26	70,284.48	13,967.88	84,252.36	37,635.13	1,858,439.21
8	190,643.76	321,813.43	72,371.93	14,382.72	86,754.66	44,415.02	1,814,024.19
9	190,643.76	331,371.29	74,521.38	14,809.89	89,331.27	51,396.26	1,762,627.93
10	190,643.76	341,213.02	76,734.66	15,249.74	91,984.41	58,584.85	1,704,043.07
11	190,643.76	351,347.05	79,013.68	15,702.66	94,716.35	65,986.94	1,638,056.13
12	190,643.76	361,782.05	81,360.39	16,169.03	97,529.42	73,608.87	1,564,447.26
13	190,643.76	372,526.98	83,776.79	16,649.25	100,426.05	81,457.18	1,482,990.08
14	190,643.76	383,591.03	86,264.97	17,143.73	103,408.70	89,538.57	1,393,451.51
15		394,983.69	88,827.03	17,652.90	106,479.94	288,503.75	1,104,947.76
16		406,714.70	91,465.20	18,177.19	109,642.39	297,072.31	807,875.45
17		418,794.13	94,181.71	18,717.06	112,898.77	305,895.36	501,980.09
18		431,232.31	96,978.91	19,272.95	116,251.86	314,980.45	186,999.64
19		444,039.91	99,859.18	19,845.36	119,704.54	324,335.37	-137,335.73
20		457,227.90	102,825.00	20,434.77	123,259.77	333,968.13	-471,303.86

VAN (USD)	\$1,048,729.83
TIR %	22.86%
Pay Back (años)	18.58



Planta de 1 MW (PCI₀% de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años		13
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	444,212.81
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	7,403,546.85
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.060
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	317,163.39	130,917.60	186,245.79	2,945,754.21	186,245.79
2	317,163.39	123,132.53	194,030.86	2,751,723.35	380,276.65
3	317,163.39	115,022.04	202,141.35	2,549,582.00	582,418.00
4	317,163.39	106,572.53	210,590.86	2,338,991.15	793,008.85
5	317,163.39	97,769.83	219,393.56	2,119,597.59	1,012,402.41
6	317,163.39	88,599.18	228,564.21	1,891,033.38	1,240,966.62
7	317,163.39	79,045.20	238,118.19	1,652,915.19	1,479,084.81
8	317,163.39	69,091.85	248,071.53	1,404,843.66	1,727,156.34
9	317,163.39	58,722.46	258,440.92	1,146,402.74	1,985,597.26
10	317,163.39	47,919.63	269,243.75	877,158.99	2,254,841.01
11	317,163.39	36,665.25	280,498.14	596,660.85	2,535,339.15
12	317,163.39	24,940.42	292,222.96	304,437.88	2,827,562.12
13	317,163.39	12,725.50	304,437.88	0.00	3,132,000.00



Análisis de Viabilidad Económica							
Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	317,163.39	444,212.81	92,800.00	29,614.19	122,414.19	4,635.24	3,127,364.76
2	317,163.39	457,405.93	95,556.16	30,493.73	126,049.89	14,192.66	3,113,172.11
3	317,163.39	470,990.89	98,394.18	31,399.39	129,793.57	24,033.93	3,089,138.18
4	317,163.39	484,979.32	101,316.49	32,331.95	133,648.44	34,167.49	3,054,970.68
5	317,163.39	499,383.20	104,325.58	33,292.21	137,617.80	44,602.02	3,010,368.67
6	317,163.39	514,214.88	107,424.05	34,280.99	141,705.05	55,346.45	2,955,022.21
7	317,163.39	529,487.07	110,614.55	35,299.14	145,913.69	66,409.99	2,888,612.22
8	317,163.39	545,212.83	113,899.80	36,347.52	150,247.32	77,802.12	2,810,810.10
9	317,163.39	561,405.65	117,282.63	37,427.04	154,709.67	89,532.60	2,721,277.50
10	317,163.39	578,079.40	120,765.92	38,538.63	159,304.55	101,611.47	2,619,666.03
11	317,163.39	595,248.36	124,352.67	39,683.22	164,035.89	114,049.08	2,505,616.95
12	317,163.39	612,927.24	128,045.94	40,861.82	168,907.76	126,856.09	2,378,760.86
13	317,163.39	631,131.17	131,848.91	42,075.41	173,924.32	140,043.47	2,238,717.39
14		649,875.77	135,764.82	43,325.05	179,089.87	470,785.90	1,767,931.49
15		669,177.08	139,797.03	44,611.81	184,408.84	484,768.24	1,283,163.25
16		689,051.64	143,949.01	45,936.78	189,885.78	499,165.86	783,997.39
17		709,516.47	148,224.29	47,301.10	195,525.39	513,991.08	270,006.30
18		730,589.11	152,626.55	48,705.94	201,332.49	529,256.62	-259,250.32
19		752,287.61	157,159.56	50,152.51	207,312.07	544,975.54	-804,225.86
20		774,630.55	161,827.20	51,642.04	213,469.24	561,161.32	-1,365,387.17

VAN (USD)	\$1,974,188.44
TIR %	24.98%
Pay Back (años)	17.51



Planta de 1 MW (PCI_{15%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años		13
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	436,159.89
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	6,143,096.98
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.071
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	317,163.39	130,917.60	186,245.79	2,945,754.21	186,245.79
2	317,163.39	123,132.53	194,030.86	2,751,723.35	380,276.65
3	317,163.39	115,022.04	202,141.35	2,549,582.00	582,418.00
4	317,163.39	106,572.53	210,590.86	2,338,991.15	793,008.85
5	317,163.39	97,769.83	219,393.56	2,119,597.59	1,012,402.41
6	317,163.39	88,599.18	228,564.21	1,891,033.38	1,240,966.62
7	317,163.39	79,045.20	238,118.19	1,652,915.19	1,479,084.81
8	317,163.39	69,091.85	248,071.53	1,404,843.66	1,727,156.34
9	317,163.39	58,722.46	258,440.92	1,146,402.74	1,985,597.26
10	317,163.39	47,919.63	269,243.75	877,158.99	2,254,841.01
11	317,163.39	36,665.25	280,498.14	596,660.85	2,535,339.15
12	317,163.39	24,940.42	292,222.96	304,437.88	2,827,562.12
13	317,163.39	12,725.50	304,437.88	0.00	3,132,000.00



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	317,163.39	436,159.89	92,800.00	24,572.39	117,372.39	1,624.11	3,130,375.89
2	317,163.39	449,113.83	95,556.16	25,302.19	120,858.35	11,092.10	3,119,283.79
3	317,163.39	462,452.52	98,394.18	26,053.66	124,447.84	20,841.29	3,098,442.50
4	317,163.39	476,187.35	101,316.49	26,827.46	128,143.94	30,880.03	3,067,562.47
5	317,163.39	490,330.12	104,325.58	27,624.23	131,949.82	41,216.92	3,026,345.56
6	317,163.39	504,892.92	107,424.05	28,444.67	135,868.73	51,860.81	2,974,484.75
7	317,163.39	519,888.24	110,614.55	29,289.48	139,904.03	62,820.83	2,911,663.92
8	317,163.39	535,328.92	113,899.80	30,159.38	144,059.18	74,106.36	2,837,557.55
9	317,163.39	551,228.19	117,282.63	31,055.11	148,337.73	85,727.07	2,751,830.48
10	317,163.39	567,599.67	120,765.92	31,977.45	152,743.37	97,692.92	2,654,137.56
11	317,163.39	584,457.38	124,352.67	32,927.18	157,279.84	110,014.15	2,544,123.41
12	317,163.39	601,815.77	128,045.94	33,905.11	161,951.05	122,701.32	2,421,422.09
13	317,163.39	619,689.69	131,848.91	34,912.10	166,761.00	135,765.31	2,285,656.78
14		638,094.48	135,764.82	35,948.98	171,713.80	466,380.67	1,819,276.11
15		657,045.88	139,797.03	37,016.67	176,813.70	480,232.18	1,339,043.92
16		676,560.15	143,949.01	38,116.06	182,065.07	494,495.08	844,548.85
17		696,653.98	148,224.29	39,248.11	187,472.40	509,181.58	335,367.27
18		717,344.61	152,626.55	40,413.78	193,040.33	524,304.27	-188,937.01
19		738,649.74	157,159.56	41,614.07	198,773.63	539,876.11	-728,813.12
20		760,587.64	161,827.20	42,850.01	204,677.21	555,910.43	-1,284,723.55

VAN (USD)	\$1,925,328.21
TIR %	24.30%
Pay Back (años)	17.64



Planta de 1 MW (PCI_{30%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años		13
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	429,672.51
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	4,882,642.14
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.088
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	317,163.39	130,917.60	186,245.79	2,945,754.21	186,245.79
2	317,163.39	123,132.53	194,030.86	2,751,723.35	380,276.65
3	317,163.39	115,022.04	202,141.35	2,549,582.00	582,418.00
4	317,163.39	106,572.53	210,590.86	2,338,991.15	793,008.85
5	317,163.39	97,769.83	219,393.56	2,119,597.59	1,012,402.41
6	317,163.39	88,599.18	228,564.21	1,891,033.38	1,240,966.62
7	317,163.39	79,045.20	238,118.19	1,652,915.19	1,479,084.81
8	317,163.39	69,091.85	248,071.53	1,404,843.66	1,727,156.34
9	317,163.39	58,722.46	258,440.92	1,146,402.74	1,985,597.26
10	317,163.39	47,919.63	269,243.75	877,158.99	2,254,841.01
11	317,163.39	36,665.25	280,498.14	596,660.85	2,535,339.15
12	317,163.39	24,940.42	292,222.96	304,437.88	2,827,562.12
13	317,163.39	12,725.50	304,437.88	0.00	3,132,000.00



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	317,163.39	429,672.51	92,800.00	19,530.57	112,330.57	178.55	3,131,821.45
2	317,163.39	442,433.78	95,556.16	20,110.63	115,666.79	9,603.61	3,122,217.84
3	317,163.39	455,574.07	98,394.18	20,707.91	119,102.09	19,308.59	3,102,909.25
4	317,163.39	469,104.61	101,316.49	21,322.94	122,639.42	29,301.81	3,073,607.44
5	317,163.39	483,037.02	104,325.58	21,956.23	126,281.81	39,591.82	3,034,015.62
6	317,163.39	497,383.22	107,424.05	22,608.33	130,032.38	50,187.45	2,983,828.17
7	317,163.39	512,155.50	110,614.55	23,279.80	133,894.34	61,097.77	2,922,730.39
8	317,163.39	527,366.52	113,899.80	23,971.21	137,871.01	72,332.13	2,850,398.27
9	317,163.39	543,029.31	117,282.63	24,683.15	141,965.78	83,900.15	2,766,498.12
10	317,163.39	559,157.28	120,765.92	25,416.24	146,182.16	95,811.73	2,670,686.39
11	317,163.39	575,764.25	124,352.67	26,171.10	150,523.77	108,077.09	2,562,609.29
12	317,163.39	592,864.45	128,045.94	26,948.38	154,994.33	120,706.74	2,441,902.56
13	317,163.39	610,472.52	131,848.91	27,748.75	159,597.66	133,711.48	2,308,191.08
14		628,603.56	135,764.82	28,572.89	164,337.71	464,265.85	1,843,925.23
15		647,273.08	139,797.03	29,421.50	169,218.54	478,054.54	1,365,870.69
16		666,497.09	143,949.01	30,295.32	174,244.33	492,252.76	873,617.92
17		686,292.05	148,224.29	31,195.09	179,419.38	506,872.67	366,745.25
18		706,674.93	152,626.55	32,121.59	184,748.14	521,926.79	-155,181.54
19		727,663.17	157,159.56	33,075.60	190,235.16	537,428.01	-692,609.55
20		749,274.77	161,827.20	34,057.94	195,885.14	553,389.63	-1,245,999.18

VAN (USD)	\$ 1,901,871.77
TIR %	23.97%
Pay Back (años)	17.70

Análisis económico en base al precio preferente (0,01108 USD por kWh) de acuerdo a La Regulación de Energías Renovables no Convencionales - ERNC del año 2013.

Planta de 0.6 MW (PCI^{0%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años	6	
Tipo de Interés	%	4.18%	

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	492,184.40
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	4,442,097.45
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	381,857.60	83,185.04	298,672.56	1,691,400.24	298,672.56
2	381,857.60	70,700.53	311,157.07	1,380,243.17	609,829.63
3	381,857.60	57,694.16	324,163.44	1,056,079.74	933,993.06
4	381,857.60	44,144.13	337,713.47	718,366.27	1,271,706.53
5	381,857.60	30,027.71	351,829.89	366,536.38	1,623,536.42
6	381,857.60	15,321.22	366,536.38	0.00	1,990,072.80

**Análisis de Viabilidad Económica**

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	381,857.60	492,184.40	58,965.12	17,768.39	76,733.51	33,593.29	1,956,479.51
2	381,857.60	506,802.27	60,716.38	18,296.11	79,012.50	45,932.18	1,910,547.33
3	381,857.60	521,854.30	62,519.66	18,839.51	81,359.17	58,637.54	1,851,909.80
4	381,857.60	537,353.37	64,376.49	19,399.04	83,775.53	71,720.24	1,780,189.56
5	381,857.60	553,312.77	66,288.48	19,975.19	86,263.67	85,191.50	1,694,998.06
6	381,857.60	569,746.16	68,257.24	20,568.45	88,825.70	99,062.86	1,595,935.19
7		586,667.62	70,284.48	21,179.34	91,463.82	495,203.80	1,100,731.40
8		604,091.65	72,371.93	21,808.36	94,180.30	509,911.35	590,820.04
9		622,033.17	74,521.38	22,456.07	96,977.45	525,055.72	65,764.32
10		640,507.56	76,734.66	23,123.02	99,857.68	540,649.87	-474,885.55
11		659,530.63	79,013.68	23,809.77	102,823.45	556,707.17	-1,031,592.72
12		679,118.69	81,360.39	24,516.92	105,877.31	573,241.38	-1,604,834.10
13		699,288.51	83,776.79	25,245.07	109,021.87	590,266.65	-2,195,100.75
14		720,057.38	86,264.97	25,994.85	112,259.82	607,797.57	-2,802,898.32
15		741,443.09	88,827.03	26,766.90	115,593.93	625,849.15	-3,428,747.47
16		763,463.95	91,465.20	27,561.88	119,027.07	644,436.87	-4,073,184.34
17		786,138.83	94,181.71	28,380.46	122,562.18	663,576.65	-4,736,760.99
18		809,487.15	96,978.91	29,223.36	126,202.27	683,284.88	-5,420,045.87
19		833,528.92	99,859.18	30,091.30	129,950.48	703,578.44	-6,123,624.30
20		858,284.73	102,825.00	30,985.01	133,810.01	724,474.72	-6,848,099.02

VAN (USD)	\$4,643,277.66
TIR %	56.24%
Pay Back (años)	9.12



Planta de 0.6 MW (PCI_{15%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años	7	
Tipo de Interés	%	4.18%	

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	408,393.09
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	3,685,858.19
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	333,774.24	83,185.04	250,589.20	1,739,483.60	250,589.20
2	333,774.24	72,710.41	261,063.82	1,478,419.78	511,653.02
3	333,774.24	61,797.95	271,976.29	1,206,443.49	783,629.31
4	333,774.24	50,429.34	283,344.90	923,098.59	1,066,974.21
5	333,774.24	38,585.52	295,188.72	627,909.87	1,362,162.93
6	333,774.24	26,246.63	307,527.61	320,382.26	1,669,690.54
7	333,774.24	13,391.98	320,382.26	0.00	1,990,072.80

**Análisis de Viabilidad Económica**

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	333,774.24	408,393.09	58,965.12	14,743.43	73,708.55	910.30	1,989,162.50
2	333,774.24	420,522.36	60,716.38	15,181.31	75,897.70	10,850.43	1,978,312.08
3	333,774.24	433,011.88	62,519.66	15,632.20	78,151.86	21,085.78	1,957,226.30
4	333,774.24	445,872.33	64,376.49	16,096.47	80,472.97	31,625.12	1,925,601.18
5	333,774.24	459,114.74	66,288.48	16,574.54	82,863.02	42,477.48	1,883,123.70
6	333,774.24	472,750.44	68,257.24	17,066.80	85,324.05	53,652.16	1,829,471.54
7	333,774.24	486,791.13	70,284.48	17,573.69	87,858.17	65,158.72	1,764,312.82
8		501,248.83	72,371.93	18,095.63	90,467.56	410,781.27	1,353,531.55
9		516,135.92	74,521.38	18,633.07	93,154.45	422,981.47	930,550.07
10		531,465.16	76,734.66	19,186.47	95,921.13	435,544.02	495,006.05
11		547,249.67	79,013.68	19,756.31	98,769.99	448,479.68	46,526.37
12		563,502.99	81,360.39	20,343.07	101,703.46	461,799.53	-415,273.16
13		580,239.03	83,776.79	20,947.26	104,724.05	475,514.97	-890,788.14
14		597,472.12	86,264.97	21,569.39	107,834.36	489,637.77	-1,380,425.90
15		615,217.05	88,827.03	22,210.00	111,037.04	504,180.01	-1,884,605.91
16		633,488.99	91,465.20	22,869.64	114,334.84	519,154.16	-2,403,760.07
17		652,303.62	94,181.71	23,548.87	117,730.58	534,573.04	-2,938,333.11
18		671,677.03	96,978.91	24,248.27	121,227.18	550,449.85	-3,488,782.96
19		691,625.84	99,859.18	24,968.44	124,827.63	566,798.21	-4,055,581.18
20		712,167.13	102,825.00	25,710.00	128,535.01	583,632.12	-4,639,213.30

VAN (USD)	\$3,337,948.22
TIR %	39.91%
Pay Back (años)	11.10



Planta de 0.6 MW (PCI_{30%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	1,990,072.80
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	1,990,072.80
Préstamo	años	10	
Tipo de Interés	%	4.18%	

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	324,598.05
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	2,929,585.28
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	1,842,660.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				1,990,072.80	
1	247,561.45	83,185.04	164,376.41	1,825,696.39	164,376.41
2	247,561.45	76,314.11	171,247.35	1,654,449.04	335,623.76
3	247,561.45	69,155.97	178,405.48	1,476,043.56	514,029.24
4	247,561.45	61,698.62	185,862.83	1,290,180.73	699,892.07
5	247,561.45	53,929.55	193,631.90	1,096,548.83	893,523.97
6	247,561.45	45,835.74	201,725.71	894,823.11	1,095,249.69
7	247,561.45	37,403.61	210,157.85	684,665.27	1,305,407.53
8	247,561.45	28,619.01	218,942.45	465,722.82	1,524,349.98
9	247,561.45	19,467.21	228,094.24	237,628.58	1,752,444.22
10	247,561.45	9,932.87	237,628.58	0.00	1,990,072.80



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	147,412.80				0.00	-147,412.80	1,990,072.80
1	247,561.45	324,598.05	58,965.12	11,718.34	70,683.46	6,353.13	1,983,719.67
2	247,561.45	334,238.61	60,716.38	12,066.38	72,782.76	13,894.40	1,969,825.27
3	247,561.45	344,165.50	62,519.66	12,424.75	74,944.41	21,659.64	1,948,165.63
4	247,561.45	354,387.21	64,376.49	12,793.76	77,170.26	29,655.50	1,918,510.13
5	247,561.45	364,912.51	66,288.48	13,173.74	79,462.21	37,888.85	1,880,621.28
6	247,561.45	375,750.42	68,257.24	13,565.00	81,822.24	46,366.72	1,834,254.56
7	247,561.45	386,910.20	70,284.48	13,967.88	84,252.36	55,096.39	1,779,158.18
8	247,561.45	398,401.44	72,371.93	14,382.72	86,754.66	64,085.32	1,715,072.85
9	247,561.45	410,233.96	74,521.38	14,809.89	89,331.27	73,341.23	1,641,731.62
10	247,561.45	422,417.91	76,734.66	15,249.74	91,984.41	82,872.04	1,558,859.57
11		434,963.72	79,013.68	15,702.66	94,716.35	340,247.37	1,218,612.20
12		447,882.14	81,360.39	16,169.03	97,529.42	350,352.72	868,259.48
13		461,184.24	83,776.79	16,649.25	100,426.05	360,758.20	507,501.28
14		474,881.41	86,264.97	17,143.73	103,408.70	371,472.71	136,028.57
15		488,985.39	88,827.03	17,652.90	106,479.94	382,505.45	-246,476.88
16		503,508.26	91,465.20	18,177.19	109,642.39	393,865.87	-640,342.75
17		518,462.45	94,181.71	18,717.06	112,898.77	405,563.68	-1,045,906.43
18		533,860.79	96,978.91	19,272.95	116,251.86	417,608.92	-1,463,515.36
19		549,716.45	99,859.18	19,845.36	119,704.54	430,011.91	-1,893,527.26
20		566,043.03	102,825.00	20,434.77	123,259.77	442,783.26	-2,336,310.53

VAN (USD)	\$2,042,441.26
TIR %	31.58%
Pay Back (años)	14.36



Planta de 1 MW (PCI_{0%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años	6	
Tipo de Interés	%	4.18%	

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	820,312.99
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	7,403,546.85
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5%
Gastos extras	%	3%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	600,971.99	130,917.60	470,054.39	2,661,945.61	470,054.39
2	600,971.99	111,269.33	489,702.66	2,172,242.95	959,757.05
3	600,971.99	90,799.76	510,172.23	1,662,070.72	1,469,929.28
4	600,971.99	69,474.56	531,497.43	1,130,573.29	2,001,426.71
5	600,971.99	47,257.96	553,714.02	576,859.27	2,555,140.73
6	600,971.99	24,112.72	576,859.27	0.00	3,132,000.00



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	600,971.99	820,312.99	92,800.00	29,614.19	122,414.19	96,926.82	3,035,073.18
2	600,971.99	844,676.29	95,556.16	30,493.73	126,049.89	117,654.41	2,917,418.77
3	600,971.99	869,763.17	98,394.18	31,399.39	129,793.57	138,997.62	2,778,421.16
4	600,971.99	895,595.14	101,316.49	32,331.95	133,648.44	160,974.71	2,617,446.44
5	600,971.99	922,194.31	104,325.58	33,292.21	137,617.80	183,604.53	2,433,841.91
6	600,971.99	949,583.49	107,424.05	34,280.99	141,705.05	206,906.45	2,226,935.46
7		977,786.12	110,614.55	35,299.14	145,913.69	831,872.43	1,395,063.03
8		1,006,826.36	113,899.80	36,347.52	150,247.32	856,579.04	538,483.99
9		1,036,729.11	117,282.63	37,427.04	154,709.67	882,019.44	-343,535.44
10		1,067,519.96	120,765.92	38,538.63	159,304.55	908,215.41	-1,251,750.86
11		1,099,225.30	124,352.67	39,683.22	164,035.89	935,189.41	-2,186,940.27
12		1,131,872.29	128,045.94	40,861.82	168,907.76	962,964.54	-3,149,904.81
13		1,165,488.90	131,848.91	42,075.41	173,924.32	991,564.58	-4,141,469.39
14		1,200,103.92	135,764.82	43,325.05	179,089.87	1,021,014.05	-5,162,483.44
15		1,235,747.01	139,797.03	44,611.81	184,408.84	1,051,338.17	-6,213,821.61
16		1,272,448.69	143,949.01	45,936.78	189,885.78	1,082,562.91	-7,296,384.53
17		1,310,240.42	148,224.29	47,301.10	195,525.39	1,114,715.03	-8,411,099.56
18		1,349,154.56	152,626.55	48,705.94	201,332.49	1,147,822.07	-9,558,921.63
19		1,389,224.45	157,159.56	50,152.51	207,312.07	1,181,912.38	-10,740,834.01
20		1,430,484.42	161,827.20	51,642.04	213,469.24	1,217,015.18	-11,957,849.19

VAN (USD)	\$8,022,543.76
TIR %	67.40%
Pay Back (años)	8.61

**Planta de 1 MW (PCI_{15%} de humedad)****Datos para Viabilidad de la instalación**

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
--------------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años		7
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
--------------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	680,655.15
-----------------	-------	------------

Energía al año	kWh	6,143,096.98
-----------------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5.0%
Gastos extras	%	3.0%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA**El método de amortización francés o de cuotas constantes**

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	525,297.83	130,917.60	394,380.23	2,737,619.77	394,380.23
2	525,297.83	114,432.51	410,865.32	2,326,754.45	805,245.55
3	525,297.83	97,258.34	428,039.49	1,898,714.96	1,233,285.04
4	525,297.83	79,366.29	445,931.54	1,452,783.42	1,679,216.58
5	525,297.83	60,726.35	464,571.48	988,211.94	2,143,788.06
6	525,297.83	41,307.26	483,990.57	504,221.37	2,627,778.63
7	525,297.83	21,076.45	504,221.37	0.00	3,132,000.00

**Análisis de Viabilidad Económica**

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	525,297.83	680,655.15	92,800.00	24,572.39	117,372.39	37,984.93	3,094,015.07
2	525,297.83	700,870.60	95,556.16	25,302.19	120,858.35	54,714.43	3,039,300.64
3	525,297.83	721,686.46	98,394.18	26,053.66	124,447.84	71,940.79	2,967,359.85
4	525,297.83	743,120.55	101,316.49	26,827.46	128,143.94	89,678.78	2,877,681.07
5	525,297.83	765,191.23	104,325.58	27,624.23	131,949.82	107,943.58	2,769,737.48
6	525,297.83	787,917.41	107,424.05	28,444.67	135,868.73	126,750.85	2,642,986.63
7	525,297.83	811,318.55	110,614.55	29,289.48	139,904.03	146,116.70	2,496,869.93
8		835,414.72	113,899.80	30,159.38	144,059.18	691,355.54	1,805,514.39
9		860,226.53	117,282.63	31,055.11	148,337.73	711,888.80	1,093,625.59
10		885,775.26	120,765.92	31,977.45	152,743.37	733,031.90	360,593.69
11		912,082.79	124,352.67	32,927.18	157,279.84	754,802.94	-394,209.25
12		939,171.65	128,045.94	33,905.11	161,951.05	777,220.59	-1,171,429.84
13		967,065.04	131,848.91	34,912.10	166,761.00	800,304.04	-1,971,733.88
14		995,786.87	135,764.82	35,948.98	171,713.80	824,073.07	-2,795,806.95
15		1,025,361.74	139,797.03	37,016.67	176,813.70	848,548.04	-3,644,354.99
16		1,055,814.99	143,949.01	38,116.06	182,065.07	873,749.92	-4,518,104.91
17		1,087,172.69	148,224.29	39,248.11	187,472.40	899,700.29	-5,417,805.21
18		1,119,461.72	152,626.55	40,413.78	193,040.33	926,421.39	-6,344,226.60
19		1,152,709.74	157,159.56	41,614.07	198,773.63	953,936.11	-7,298,162.70
20		1,186,945.22	161,827.20	42,850.01	204,677.21	982,268.01	-8,280,430.71

VAN (USD)	\$5,846,420.41
TIR %	47.39%
Pay Back (años)	10.48



Planta de 1 MW (PCI_{30%} de humedad)

Datos para Viabilidad de la instalación

Inversión inicial	USD	3,132,000.00
-------------------	-----	--------------

Endeudamiento	100%	USD	3,132,000.00
Préstamo	años		9
Tipo de Interés	%		4.18%

Inflación considerada	%	2.97%
Vida útil de la instalación	años	20

Tasa de descuento	%	4.80%
-------------------	---	-------

Ingresos	(USD)	540,996.75
----------	-------	------------

Energía al año	kWh	4,882,642.14
----------------	-----	--------------

Precio energía	USD	0.1108
Inversión	USD	2,900,000.00
Costos fijos de O&M	%	3.2%
Costos variables de O&M	USD/kWh	0.004
Costo de la subestación	%	5.0%
Gastos extras	%	3.0%

AMORTIZACIÓN FINANCIERA

El método de amortización francés o de cuotas constantes

Años	Cuota Anual	Interés	Amortización	Cap. por Amortizar	Cap. Amortizado
0				3,132,000.00	
1	424,694.09	130,917.60	293,776.49	2,838,223.51	293,776.49
2	424,694.09	118,637.74	306,056.35	2,532,167.15	599,832.85
3	424,694.09	105,844.59	318,849.51	2,213,317.65	918,682.35
4	424,694.09	92,516.68	332,177.42	1,881,140.23	1,250,859.77
5	424,694.09	78,631.66	346,062.43	1,535,077.80	1,596,922.20
6	424,694.09	64,166.25	360,527.84	1,174,549.96	1,957,450.04
7	424,694.09	49,096.19	375,597.91	798,952.05	2,333,047.95
8	424,694.09	33,396.20	391,297.90	407,654.15	2,724,345.85
9	424,694.09	17,039.94	407,654.15	0.00	3,132,000.00



Análisis de Viabilidad Económica

Años	Cuota Anual	Ingresos	Gastos fijos	Gastos variables	Gastos Totales	Flujos de Caja	Pay Back
0	232,000.00				0.00	-232,000.00	3,132,000.00
1	424,694.09	540,996.75	92,800.00	19,530.57	112,330.57	3,972.09	3,128,027.91
2	424,694.09	557,064.35	95,556.16	20,110.63	115,666.79	16,703.47	3,111,324.44
3	424,694.09	573,609.16	98,394.18	20,707.91	119,102.09	29,812.98	3,081,511.46
4	424,694.09	590,645.36	101,316.49	21,322.94	122,639.42	43,311.84	3,038,199.62
5	424,694.09	608,187.52	104,325.58	21,956.23	126,281.81	57,211.62	2,980,988.01
6	424,694.09	626,250.69	107,424.05	22,608.33	130,032.38	71,524.22	2,909,463.79
7	424,694.09	644,850.34	110,614.55	23,279.80	133,894.34	86,261.90	2,823,201.89
8	424,694.09	664,002.39	113,899.80	23,971.21	137,871.01	101,437.29	2,721,764.60
9	424,694.09	683,723.26	117,282.63	24,683.15	141,965.78	117,063.39	2,604,701.20
10		704,029.85	120,765.92	25,416.24	146,182.16	557,847.69	2,046,853.52
11		724,939.53	124,352.67	26,171.10	150,523.77	574,415.76	1,472,437.76
12		746,470.24	128,045.94	26,948.38	154,994.33	591,475.91	880,961.85
13		768,640.40	131,848.91	27,748.75	159,597.66	609,042.75	271,919.10
14		791,469.02	135,764.82	28,572.89	164,337.71	627,131.31	-355,212.21
15		814,975.65	139,797.03	29,421.50	169,218.54	645,757.11	-1,000,969.33
16		839,180.43	143,949.01	30,295.32	174,244.33	664,936.10	-1,665,905.43
17		864,104.09	148,224.29	31,195.09	179,419.38	684,684.70	-2,350,590.13
18		889,767.98	152,626.55	32,121.59	184,748.14	705,019.84	-3,055,609.97
19		916,194.09	157,159.56	33,075.60	190,235.16	725,958.93	-3,781,568.90
20		943,405.05	161,827.20	34,057.94	195,885.14	747,519.91	-4,529,088.81

VAN (USD)	\$3,678,062.20
TIR %	32.93%
Pay Back (años)	13.43

